



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Gabinete do Ministro
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, 8º andar, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61) 2032-5041 / gabinete@mme.gov.br

Ofício nº 514/2025/GM-MME

Brasília, na data da assinatura eletrônica.

A Sua Excelência o Senhor
Deputado CARLOS VERAS
Primeiro-Secretário da Câmara dos Deputados
70160-900 Brasília/DF

Assunto: Requerimento de Informação nº 4.613/2025, de autoria do deputado federal Mendonça Filho (UNIÃO-PE).*Referência:* Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48300.001150/2025-49.

Senhor Primeiro-Secretário,

1. Faço referência ao Ofício 1ªSec/RI/E/nº 320, de 23 de setembro de 2025, da Câmara dos Deputados, o qual Vossa Excelência encaminha o **Requerimento de Informação nº 4.613/2025, de autoria do deputado federal Mendonça Filho (UNIÃO-PE)**, por meio do qual "Requer informações ao Ministro de Estado de Minas e Energia acerca da regulamentação da Lei nº 14.134/2021 (Lei do Gás)".
2. A esse respeito, encaminho os seguintes documentos com esclarecimentos acerca do assunto:
 - I - Despacho SNPGB (SEI nº 1133790), de 21 de outubro de 2025, elaborado pela Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;
 - II - Nota Informativa nº 16/2025/DGN/SNPGB (SEI nº 1133617), de 21 de outubro de 2025, elaborada pelo Departamento de Gás Natural da Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;
 - III - Ofício nº 22/2025/SNPGB-MME (SEI nº 1134287), de 4 de fevereiro de 2025, elaborado pela Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;
 - IV - Ofício nº 638/2024/GM-MME (SEI nº 1134303), de 2 de dezembro de 2024, elaborado pelo Gabinete do Ministro de Minas e Energia;
 - V - Ofício nº 20/2025/SNPGB-MME (SEI nº 1134305), de 31 de janeiro de 2025, elaborado pela Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;
 - VI - Ofício nº 41/2025/SNPGB-MME (SEI nº 1134306), de 6 de março de 2025, elaborado pela Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;
 - VII - Ofício nº 39/2025/SNPGB-MME (SEI nº 1134311), de 27 de fevereiro de 2025, elaborado pela Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;
 - VIII - Ofício nº 40/2025/SNPGB-MME (SEI nº 1134309), de 27 de fevereiro de 2025, elaborado pela Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;
 - IX - Ofício nº 2/2025/DGN/SNPGB-MME (SEI nº 1134312), de 27 de junho de 2025, elaborado pelo Departamento de Gás Natural da Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;
 - X - Ofício nº 4/2025/DGN/SNPGB-MME (SEI nº 1134313), de 3 de julho de 2025, elaborado pelo Departamento de Gás Natural da Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Atenciosamente,

ARTHUR CERQUEIRA VALÉRIO

Ministro de Estado de Minas e Energia substituto



Documento assinado eletronicamente por **Arthur Cerqueira Valério, Ministro de Estado de Minas e Energia, Substituto**, em 24/10/2025, às 11:20, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1135128** e o código CRC **0D88E422**.



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Departamento de Gás Natural
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61) 2032-5506 / dgn@mme.gov.br

Ofício nº 4/2025/DGN/SNPGB-MME

Brasília, na data da assinatura eletrônica.

À Senhora

SYMONE CHRISTINE DE SANTANA ARAÚJO

Diretora

Diretoria I

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

Avenida Rio Branco, 65, 21º andar - Centro

CEP 20090-004 - Rio de Janeiro - RJ

diretoria1@anp.gov.br

Assunto: Solicitação da transparência e publicidade de informações, inclusive dos contratos legados das infraestruturas de transporte de gás natural.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48380.000057/2023-11.

Prezada Senhora Diretora,

1. A consolidação de um mercado de gás natural dinâmico, competitivo e eficiente no Brasil tem como pilar estruturante a ampla transparência das informações contratuais que regulam o acesso às infraestruturas essenciais, especialmente no que se refere aos contratos legados de transporte. Esses instrumentos, firmados sob marcos regulatórios anteriores, ainda regem parcela significativa da malha de transporte nacional e influenciam diretamente o ambiente de negócios, os custos de entrada de novos agentes e o nível de concorrência no setor.

2. Nesse sentido, a publicidade desses contratos é condição indispensável para garantir previsibilidade, isonomia, simetria de informações e segurança jurídica aos agentes que atuam ou pretendem atuar no mercado, além de ser coerente com as diretrizes estabelecidas pelo atual arcabouço legal e regulatório do setor.

3. Não obstante, conforme o art. 2º da Lei nº 14.134/2021, impõe aos proprietários ou operadores de instalações de transporte a obrigação de disponibilizar, em meio eletrônico acessível, informações detalhadas sobre suas instalações, serviços, capacidades e contratos vigentes, incluindo os legados, conforme transcrito a seguir:

Art. 2º O proprietário ou operador de instalações de escoamento, processamento, transporte, estocagem e terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) deverá disponibilizar, em meio eletrônico

acessível aos interessados, informações sobre as características de suas instalações, os serviços prestados, as capacidades disponíveis, os dados históricos referentes aos contratos celebrados, às partes, aos prazos e às quantidades envolvidas, na forma de regulação da ANP.

4. A transparência contratual no setor de gás natural é elemento essencial à formação de um mercado dinâmico e competitivo, conforme os princípios estabelecidos pela Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás). Em especial, o art. 15, inciso I da referida Lei estabelece como obrigação do gestor da área de mercado a publicação transparente das informações relativas às capacidades e tarifas de transporte, as quais são, em muitos casos, definidas ou diretamente impactadas pelos contratos legados ainda em vigor, conforme disposto a seguir:

Art. 15. Constituem obrigações do gestor de área de mercado, sem prejuízo de outras que lhe sejam atribuídas na regulação:

I – publicar, de forma transparente, informações acerca das capacidades e tarifas de transporte referentes aos serviços de transporte oferecidos;

II – conciliar os planos de manutenção das instalações integrantes da área de mercado;

III – submeter o plano coordenado de desenvolvimento do sistema de transporte de gás natural à aprovação da ANP;

IV – submeter à aprovação da ANP os códigos comuns de redes e o plano de contingência, elaborados de forma transparente e conjunta pelos transportadores e carregadores; e

V - assegurar a atuação conjunta, coordenada e transparente dos transportadores para:

a) oferecer, aos carregadores potenciais, serviços de transporte padronizados na área de mercado de capacidade, de forma transparente e não discriminatória, por meio de plataforma eletrônica conjunta;

5. Nesse contexto, o conhecimento público desses instrumentos é indispensável para a adequada compreensão e avaliação das condições de acesso à infraestrutura por parte de agentes de mercado, investidores e consumidores. Adicionalmente, o Decreto nº 10.712/2021, em sua redação atualizada pelo Decreto nº 12.153/2024, reforça o compromisso regulatório com a transparência das informações econômicas e operacionais das infraestruturas da cadeia do gás natural. O art. 5º-B, inciso VI atribui à ANP o dever de promover a transparência de tais informações, incluindo dados sobre acesso e contratos, e o art. 22-B, inciso VII explicita que os extratos dos contratos firmados devem ser apresentados e disponibilizados publicamente, com destaque para a importância da divulgação em portal eletrônico único de fácil acesso (§1º), conforme trechos do referido Decreto transcritos a seguir:

Art. 5º-B Compete à ANP, na proteção dos interesses do consumidor quanto a preço dos produtos, a que se referem o [art. 1º, caput, inciso III](#), e o [art. 8º, caput, inciso I, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997](#), respeitada a viabilidade técnico-econômica, dentre outras ações: [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

I - promover a devida regulamentação dos elos da cadeia de abastecimento de forma a estruturar o ambiente concorrencial pela venda do gás natural, de seus derivados e do biometano; [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

II - estabelecer regras regulatórias claras para o desempenho de cada atividade econômica do setor; [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

III - seguir o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano necessárias para o atendimento à oferta e à demanda dos produtos; [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

IV - autorizar a construção de novas instalações e a ampliação de instalações existentes, se necessárias e viáveis técnica e economicamente, com vistas ao uso eficiente e compartilhado das infraestruturas da cadeia do gás natural; [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

V - estabelecer remuneração justa e adequada para os titulares das infraestruturas, referente ao acesso de terceiros, condizente com os riscos da atividade, para cada infraestrutura da cadeia do gás natural, observados os pressupostos de que tratam os art. 11-A e art. 11-B; [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

VI - promover a transparência das informações de acesso, operacionais e econômicas, das infraestruturas e atividades da cadeia do gás natural; [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

VII - promover ações para assegurar a transparência na formação de preços e identificar os custos do gás natural, de seus derivados e do biometano, praticados pelos agentes do mercado; [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

VIII - autorizar infraestruturas com capacidade suficiente para atendimento à demanda futura ou que permitam ampliações de capacidade; e [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

IX - prevenir a ocorrência de condições que possam favorecer a prática de infrações contra a ordem econômica. [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

§ 1º Para fins do disposto no inciso I do caput, a ANP estabelecerá as regras de interconexão entre as infraestruturas do setor de gás natural, considerados os diversos modais logísticos associados e a expansão das redes, com vistas à melhor estruturação do mercado concorrencial. [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

§ 2º Para fins do disposto nos incisos I, II e IX do caput, a ANP estabelecerá os requisitos jurídicos necessários para obtenção das respectivas outorgas de autorização, de forma a promover o ambiente concorrencial e a abertura do mercado, inclusive com a possibilidade de adoção das restrições de que trata o art. 22-E, § 3º. [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

§ 3º A remuneração justa e adequada a que se refere o inciso V do caput consiste no alcance da remuneração mínima pretendida pelo investidor para remuneração do capital investido na infraestrutura, com a sua devida correção inflacionária e amortização ao longo do tempo, que refletirá o menor impacto ao preço observado pelo consumidor, com vistas à apropriação justa dos benefícios auferidos pelos agentes econômicos do setor, pela sociedade, pelos consumidores e pelos usuários de bens e serviços da indústria de gás natural. [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

[...]

Art. 6º-F A ANP ofertará, para os investidores interessados, a outorga da autorização para as atividades das infraestruturas e instalações constantes do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano, por meio de processo seletivo público para escolha do projeto mais vantajoso, considerados os aspectos técnicos e econômicos. [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

[...]

§ 7º A ANP dará publicidade aos parâmetros econômicos aprovados e realizados para a infraestrutura autorizada, incluída a fórmula de cálculo da tarifa e da remuneração justa e adequada. [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

§ 8º A ANP estabelecerá metas regulatórias de eficiência operacional para cada ciclo de revisão tarifária. [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

§ 9º O operador da infraestrutura apresentará anualmente à ANP o relatório de receitas recuperadas, com a especificação: [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

I - da receita gerada no ano; [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

II - dos custos de operação e manutenção realizados; [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

III - de outros custos associados realizados; [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

IV - do índice de correção inflacionária do período; e [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

V - da depreciação do ativo e da amortização do investimento. [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

§ 10. O processo de outorga de autorização de atividade será realizado de forma célere e eficiente, assegurada a transparência aos usuários das instalações e à sociedade. [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

§ 11. Todo o investimento necessário para o exercício da atividade, desde que autorizado pela ANP, será incorporado à base regulatória de ativos do autorizatário. [\(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024\)](#)

[...]

Art. 10. O sistema de transporte de gás natural poderá conter mais de uma área de mercado de capacidade.

§ 1º A ANP regulará as áreas de mercado de capacidade de forma a favorecer o processo de fusão entre elas, com o objetivo de progressiva diminuição do número de áreas e aumento da liquidez do ponto virtual de negociação.

§ 2º Os transportadores deverão designar o gestor da área de mercado de capacidade à qual pertencem, nos termos da regulação da ANP.

§ 3º Os gastos eficientes incorridos na constituição do gestor da área de mercado de capacidade serão:

I - suportados pelos transportadores;

II - incluídos nos custos e despesas vinculados à prestação do serviço de transporte; e

III - sujeitos à fiscalização e regulação pela ANP e ampla transparência.

CAPÍTULO IV-A

(Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024) DA TRANSPARÊNCIA DAS INFORMAÇÕES

Art. 22-A. Os operadores das infraestruturas de escoamento da produção, tratamento, processamento, transporte e estocagem de gás natural avaliarão e aprimorarão os mecanismos de disponibilização de dados, com vistas a fornecer aos potenciais usuários as informações necessárias das infraestruturas nas suas áreas de interesse. (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

§ 1º A disponibilização das informações será gratuita, de boa-fé e sem imposição de contrapartidas para os interessados. (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

§ 2º Os potenciais usuários interessados no acesso a infraestruturas terão disponibilidade imediata e suficiente dos dados operacionais, técnicos, econômicos e de capacidades disponíveis, com vistas a permitir uma avaliação econômica básica do acesso. (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

Art. 22-B. O operador das infraestruturas de escoamento da produção, tratamento, processamento, transporte e estocagem de gás natural apresentará todas as características técnicas, operacionais e econômicas das respectivas infraestruturas, incluídos: (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

I - a capacidade nominal; (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

II - a capacidade operacional; (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

III - a capacidade contratada e utilizada; (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

IV - a capacidade disponível para contratação; (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

V - a faixa de especificação do gás natural permitido para a infraestrutura; (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

VI - a faixa de tarifa de acesso à infraestrutura; e (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

VII - os extratos dos contratos firmados de que trata o art. 16, § 6º. (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

§ 1º Os dados e as informações referentes às características técnicas, operacionais e econômicas serão disponibilizados pelos operadores em portal eletrônico único, de modo a facilitar o acesso de toda a sociedade. (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

§ 2º O custo de desenvolvimento e manutenção do portal eletrônico único de que trata o § 1º poderá ser custeado pelos transportadores dutoviários, mediante acordo com a ANP, e o montante será reconhecido na receita a ser recuperada por meio da tarifa. (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

§ 3º A ANP fiscalizará a disponibilização das informações e, quando for o caso, notificará a necessidade de correções e estabelecerá prazo para implementação. (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

§ 4º A negativa de cumprimento ou a reiterada disponibilização de informações incorretas ou incompletas estarão sujeitas a penalidades, nos termos do disposto na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999. (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

6. A divulgação desses contratos não apenas atende à regulação setorial vigente como também fortalece a segurança jurídica, a previsibilidade e a isonomia no tratamento entre os agentes de mercado, contribuindo para a atração de novos investimentos e para a redução de assimetrias informacionais. Tal medida está em consonância com os esforços da ANP no sentido de consolidar um ambiente regulatório mais aberto e confiável, conforme os objetivos expressos nos incisos I, II e VII do art. 5º-B do Decreto nº 10.712/2021.

7. Destacamos ainda que, não há, a priori, impedimentos legais para a divulgação pública desses contratos. A publicidade, nesses termos, é compatível com os princípios constitucionais da eficiência, da legalidade e da transparência na administração pública.

8. Ainda no mesmo sentido da importância da transparência e da publicidade das informações, solicito que **a ANP disponibilize uma relação em seu site eletrônico indicando todos os processos referentes aos contratos legados dos transportadores (inclusive anexos e eventuais aditivos), aos processos afetos ao desinvestimento da NTS e da TAG realizados pela Petrobras, aos processos de autorização de construção, de operação e de aprovação tarifária de todos transportadores.**

9. Por oportuno, considerando que a ANP está em processo de revisão das tarifas de

transporte, solicito também que **a ANP disponibilize uma relação em seu site eletrônico indicando todos os processos em curso** que tem como objeto promover a revisão tarifária de todos os transportadores.

10. Além da publicidade da relação dos processos acima, **solicitamos que todos estes processos e documentos estejam disponíveis para consulta pública** por meio da pesquisa pública no Sistema Eletrônico de Informações - SEI da ANP.

11. Importante destacar que **é necessário que os documentos contidos nestes processos estejam devidamente classificados de forma a não comprometer o perfeito e integral conhecimento das informações necessárias**, inclusive os documentos recentemente apresentados pelos transportadores para a realização da próxima revisão tarifária pela Agência.

12. Diante do exposto, e na ausência de óbices legais, **solicitamos a publicidade dos contratos legados do transporte do gás natural, inclusive seus anexos e eventuais aditivos, no site oficial da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, resguardando-se, quando for o caso, informações legalmente protegidas como por exemplo, informações pessoais.

13. **Destacamos a importância de que essas solicitações sejam atendidas o mais breve possível**, tendo em vista que contribuirão significativamente para o desenvolvimento sustentável do mercado nacional de gás natural, da atividade de transporte dutoviário e em cumprimento da ordem econômica nacional.

14. Ciente do compromisso desta Agência reguladora, coloco-me à disposição para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

(documento assinado eletronicamente)

MARCELLO GOMES WEYDT
Diretor do Departamento de Gás Natural



Documento assinado eletronicamente por **Marcello Gomes Weydt, Diretor(a) do Departamento de Gás Natural**, em 03/07/2025, às 11:19, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1077792** e o código CRC **FF6C0DC4**.



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Departamento de Gás Natural
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61) 2032-5506 / dgn@mme.gov.br

Ofício nº 2/2025/DGN/SNPGB-MME

Brasília, na data da assinatura eletrônica.

Ao Senhor

BRUNO CONDE CASELLI

Diretor-Geral Interino

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

Avenida Rio Branco, 65, 21º andar - Centro

CEP 20090-004 - Rio de Janeiro - RJ

diger@anp.gov.br

C/C

À Senhora

SYMONE CHRISTINE DE SANTANA ARAÚJO

Diretora

Diretoria I

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

Avenida Rio Branco, 65, 21º andar - Centro

CEP 20090-004 - Rio de Janeiro - RJ

diretoria1@anp.gov.br

Ao Senhor

DANIEL MAIA VIEIRA

Diretor

Diretoria II

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

Avenida Rio Branco, 65, 21º andar - Centro

CEP 20090-004 - Rio de Janeiro - RJ

diretoria2@anp.gov.br

Ao Senhor

FERNANDO MOURA

Diretor

Diretoria III

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

Avenida Rio Branco, 65, 21º andar - Centro

CEP 20090-004 - Rio de Janeiro - RJ

diretoria3@anp.gov.br

À Senhora

MARIANA CAVADINHA

Diretora Substituta
Diretoria IV
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP
Avenida Rio Branco, 65, 21º andar - Centro
CEP 20090-004 - Rio de Janeiro - RJ
diretoria4@anp.gov.br

Ao Senhor

BRUNNO LOBACK ATALLA

Superintendente de Produção de Combustíveis
Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP
Avenida Rio Branco, 65, 18º andar - Centro
20090-004 – Rio de Janeiro/RJ
batalla@anp.gov.br

Assunto: **Esclarecimentos acerca da obrigação para os operadores das infraestruturas existentes disposta no § 3º do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021, incluído pelo Decreto nº 12.153/2024.**

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48380.000057/2023-11.

Prezado Senhor Diretor-Geral Interino,

1. Refiro-me ao Ofício nº 15/2025/SPC-CREG/SPC/ANP-RJ-e, de 25 de abril de 2025 encaminhado ao Departamento de Gás Natural desta Secretaria Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia que trata da obrigação que os operadores das infraestruturas existentes devem atender, disposto no § 3º do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021, incluído pelo Decreto nº 12.153/2024, e ao final faz questionamentos tendo em vista argumentações constantes de correspondências por agentes de mercado.

2. Considerando que a referida consulta da SPC tem relação similar com a atividades econômicas reguladas por diversas áreas da ANP, remetemos esta resposta à Diretoria Colegiada com objetivo de melhor difundir esta resposta e proporcionar a devida clareza às respectivas Superintendências a respeito de quais infraestruturas se refere o § 3º do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021, incluído pelo Decreto nº 12.153/2024. Assim, transcrevo a seguir o que consta do art. 5º-A do Decreto nº 10.712/2021, com destaque/realce em negrito:

“Seção I

Do tratamento regulatório para as infraestruturas nacionais

Art. 5º-A Aplica-se subsidiariamente o disposto no art. 4º, no art. 6º e nos art. 9º a art. 18 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, **às atividades de escoamento, de processamento** e de tratamento de gás natural.

§ 1º O acesso à infraestrutura de transporte dutoviário se sujeitará a tarifa regulada e o acesso às demais infraestruturas se sujeitará ao acesso negociado, nos termos do disposto nos art. 9º, parágrafo único, e art. 28 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021.

§ 2º Excluem-se do disposto no *caput* deste artigo os seguintes dispositivos da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021:

I - o art. 10, § 3º;

II - o art. 13, § 1º; e

III - o art. 15, § 2º.” (NR)

3. A redação não especifica a infraestrutura como de transporte, abordando no seu sentido

geral, o que **inclui as infraestruturas de escoamento e processamento**. Além disso, conforme consta do art. 5º-A do Decreto nº 12.153/2024, será dado tratamento regulatório às atividades de escoamento, de processamento e de tratamento de gás natural tal como para a atividade de transporte de gás natural, conforme indicado na Lei nº 9.478/1997 e Lei nº 14.134/2021, que para a devida outorga pela ANP, as atividades de escoamento, processamento e transporte precisam atender aos requisitos técnicos, jurídicos e econômicos, e assim, para os usuários, para que o acesso possa ser efetivamente negociado, o conjunto de informações precisam ser transparentes, como os valores de acesso negociados, as capacidades técnicas, contratadas, ociosas e outras informações, para que os próprios agentes possam identificar a isonomia de acesso, inclusive em relação ao sócio proprietário, que deve acessar nos mesmos termos, todos eles submetidos a uma estrutura de custos, evitando por exemplo, a elevação de custos aos rivais (uma prática anticoncorrencial).

4. O *caput* do art. 5º-A elenca os artigos que regulamentam a atividade de transporte na Lei nº 14.134/2021 e a ser aplicados às atividades de escoamento, de processamento, de tratamento de gás natural e de terminais de GNL. Aqueles artigos que são específicos da atividade de transporte, como o de classificação dos gasodutos de transporte, não são citados. A desverticalização dessas atividades nos moldes da atividade de transporte também não foi contemplada. Além disso, os parágrafos que têm disposições específicas para a atividade de transporte também são explicitamente mencionados para não serem aplicados. Esses dispositivos são elencados nos §§ 1º e 2º do art. 5º-A. Dessa forma, excluem-se aqueles que tratam da contratação do serviço de transporte no regime por capacidade de entrada ou de saída (§ 1º do art. 13 da Lei nº 14.134/2021), da não reversão dos bens vinculados à atividade para a União (§ 3º do art. 10 da Lei nº 14.134/2021) e da contratação de serviços para fins de balanceamento (§ 2º do art. 15 da Lei nº 14.134/2021), bem como reforça a tarifa regulada no caso de transporte e o acesso negociado no caso das demais infraestruturas.

5. O art. 28 da Lei nº 14.134/2021, transcrito abaixo, assegura o acesso não discriminatório e regulado de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL:

Art. 28. Fica assegurado o acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL.

§ 1º O proprietário da instalação terá preferência para uso da própria infraestrutura, na forma da regulação da ANP.

§ 2º Os proprietários das instalações relacionadas no *caput* deste artigo deverão elaborar, em conjunto com os terceiros interessados, observadas as boas práticas da indústria e as diretrizes da ANP, código de conduta e prática de acesso à infraestrutura, bem como assegurar a publicidade e transparência desses documentos.

§ 3º A remuneração a ser paga ao proprietário de gasoduto de escoamento da produção, de instalações de tratamento ou processamento de gás natural e de terminal de GNL pelo terceiro interessado, bem como o prazo de duração do instrumento contratual, serão objeto de acordo entre as partes, com base em critérios objetivos, previamente definidos e divulgados na forma do código de conduta e prática de acesso à infraestrutura de que trata o § 2º deste artigo.

§ 4º Na eventualidade de controvérsia sobre o disposto neste artigo, caberá à ANP decidir sobre a matéria, considerado o código de conduta e prática de acesso à infraestrutura de que trata o § 2º deste artigo, ressalvada a possibilidade de as partes, de comum acordo, elegerem outro meio de resolução de disputas legalmente admitido no Brasil.

§ 5º O acesso de terceiros a terminal de GNL situado em instalação portuária deverá observar as regulações setoriais pertinentes.

6. Em vista das dificuldades enfrentadas pelos agentes acessantes e potencialmente acessantes, as conclusões do GT-GE aponta **a necessidade de estabelecimento de modelo de negócio específico** para as atividades de escoamento e de processamento de gás natural, com regras claras inclusive para atrair novos investidores, à semelhança do que já ocorre para a atividade de transporte de gás natural, cujo objetivo é atrair investidores que buscam retorno econômico do capital investido. Para esse tipo de investidor, é essencial que seja disciplinado os **requisitos econômicos** para a atividade, pois para sua decisão, independe se ele investirá em um duto ou em uma UPGN. Embora as atividades técnicas de um operador de dutos escoamento, de operador de UPGN e de operador de dutos de transporte possam não ser idênticas, os **requisitos técnicos** a serem estabelecidos deve estar disposto e comprovada a capacidade técnica operativa própria ou até terceirizada com outro operador competente, de modo que, em relação à

questão econômica do investimento, torna-se indiferente.

7. Outro fator relevante para o estabelecimento de modelo de negócio específico para a atividade de escoamento e de processamento, tratamento, segregados da atividade de exploração e produção de gás natural, são os distintos riscos e conseqüentemente os retornos de capital para cada atividade. Essa segregação permite estabelecer uma remuneração justa e razoável para os investimentos em infraestruturas do setor de gás natural, associado ao risco do negócio de infraestrutura que é significativamente mais baixo do que o risco da atividade de exploração e produção, a qual está sujeita ao risco geológico, por exemplo, e a liberdade de preços (de petróleo e de gás natural).

8. Além disso, considerando o objetivo de maximizar o aproveitamento dessas infraestruturas, é desejável que agentes especializados nessas atividades venham a construir e operá-las e, por serem infraestruturas com características de monopólio natural, a atração desses agentes pode ser feita mediante processo seletivo público para a oferta da outorga de autorização das atividades, de modo semelhante ao que já é previsto para a atividade de transporte dutoviário de gás natural.

9. Merece destaque que, para esse tipo de investidor, o que importa, no primeiro momento, é a receita a ser recuperada na prestação do serviço, que seja suficiente para suportar os custos e a devida remuneração do capital investido. No segundo momento, o que lhe importa é se o consumidor consegue pagar o custo unitário para a prestação do serviço, seja por uma tarifa regulada, seja por uma tarifa negociada, que impacta diretamente o preço do produto observado pelos usuários e pelos consumidores finais.

10. O objetivo é que a ANP dê tratamento isonômico às infraestruturas nacionais, inclusive sobre a ótica da devida remuneração dos investimentos eficientemente realizados, de forma a trazer maior segurança jurídica para os investidores, com um modelo de negócio regulatório claro que traga previsibilidade de recuperação do investimento por meio de **receitas máximas e gere um menor impacto ao preço observado ao final pelo consumidor.**

11. Por fim, dado que as atividades de escoamento, processamento e transporte enquadram-se como bens essenciais ao abastecimento nacional e com características de monopólio natural, o Decreto nº 10.712/2021, decreto regulamentador da Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021), alcançou o disposto pelo legislador.

12. Assim, o Decreto nº 12.153/2024 alterou o Decreto nº 10.712/2021 na Seção IV, que trata da autorização para a atividade de escoamento, processamento, tratamento, transporte, estocagem subterrânea, e estabeleceu que a **ANP estabelecerá os requisitos econômicos para a autorização**, com remuneração justa e adequada para cada atividade, consideradas a remuneração do capital e a amortização do investimento, conforme transcrito a seguir:

“Seção IV

Da autorização para as atividades de escoamento, processamento, tratamento, transporte e estocagem subterrânea de gás natural

Art. 6º-F A ANP ofertará, para os investidores interessados, a outorga da autorização para as atividades das infraestruturas e instalações constantes do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano, por meio de processo seletivo público para escolha do projeto mais vantajoso, considerados os aspectos técnicos e econômicos.

§ 1º A ANP estabelecerá os requisitos econômicos para a autorização a que se refere o caput, com remuneração justa e adequada para cada atividade, consideradas a remuneração do capital e a amortização do investimento.

§ 2º A ANP poderá outorgar a autorização para infraestruturas que não estejam previstas no Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano, desde que tenham compatibilidade com o planejamento setorial e não prejudiquem o uso eficiente e compartilhado das infraestruturas existentes, permitida a submissão à EPE para avaliação prévia.

§ 3º A ANP poderá indeferir a solicitação de autorização ou revogar a autorização caso:

I - o interessado não atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos;

II - a infraestrutura não demonstre compatibilidade com o planejamento setorial;

III - a infraestrutura se mostre potencialmente prejudicial ao uso eficiente das demais infraestruturas existentes;

IV - a infraestrutura não seja necessária ao abastecimento nacional e gere impacto ao preço do consumidor; ou

V - ocorra descumprimento da regulação editada pela ANP.

§ 4º Na hipótese de o interessado requerer autorização para uma infraestrutura prevista no Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano antes do processo seletivo público, a ANP estabelecerá período de contestação para manifestação de outros interessados na sua implantação.

§ 5º Na hipótese prevista no § 4º, caso haja mais de um interessado, a ANP promoverá processo seletivo público para escolha do projeto mais vantajoso, considerados os aspectos técnicos e econômicos.

§ 6º Para a outorga da autorização, serão exigidos do interessado, sem prejuízo de outros requisitos, nos termos da regulação da ANP:

I - plano de negócios do investimento da instalação, com o respectivo valor total;

II - potencial de ampliação da capacidade;

III - fluxo de caixa projetado para o investimento;

IV - critérios econômicos adotados no fluxo de caixa projetado para o investimento;

V - critérios e períodos de amortização do investimento;

VI - remuneração de capital investido, adequada ao risco do negócio;

VII - adoção do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, ou índice que venha a substituí-lo, para o reajuste do valor de investimento durante o período de amortização;

VIII - cronograma físico-financeiro do projeto; e

IX - custos operacionais e de manutenção das instalações.

§ 7º A ANP dará publicidade aos parâmetros econômicos aprovados e realizados para a infraestrutura autorizada, incluída a fórmula de cálculo da tarifa e da remuneração justa e adequada.

§ 8º A ANP estabelecerá metas regulatórias de eficiência operacional para cada ciclo de revisão tarifária.

§ 9º O operador da infraestrutura apresentará anualmente à ANP o relatório de receitas recuperadas, com a especificação:

I - da receita gerada no ano;

II - dos custos de operação e manutenção realizados;

III - de outros custos associados realizados;

IV - do índice de correção inflacionária do período; e

V - da depreciação do ativo e da amortização do investimento.

§ 10. O processo de outorga de autorização de atividade será realizado de forma célere e eficiente, assegurada a transparência aos usuários das instalações e à sociedade.

§ 11. Todo o investimento necessário para o exercício da atividade, desde que autorizado pela ANP, será incorporado à base regulatória de ativos do autorizatário.” (NR)

13. Entretanto, vale mencionar que, apesar do que dispôs o Decreto nº 12.153/2024 mencionado anteriormente, já havia comandos legais para a ANP proteger os consumidores de gás natural por meio de uma regulação justa dos benefícios auferidos pelos agentes econômicos do setor e com modicidade tarifária e de preços, e ao mesmo tempo estabelecer as condições e requisitos econômicos de forma clara e transparente aos agentes, dando a devida segurança jurídica e atraindo investimentos para o setor.

14. A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 dispôs sobre os requisitos econômicos, entre outros, estabelecidos pela ANP, conforme trechos transcritos a seguir:

Art. 25. Somente poderão obter concessão para a exploração e produção de petróleo ou gás natural as empresas que **atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP.**

[...]

Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º desta Lei poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de **unidades de processamento**, de liquefação, de regaseificação e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade. (Redação dada pela Lei nº 11.909, de 2009)

§ 1º A ANP **estabelecerá os requisitos** técnicos, **econômicos** e jurídicos **a serem atendidos** pelos proponentes e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das

populações.

§ 2º **Atendido o disposto no parágrafo anterior, a ANP outorgará a autorização** a que se refere o inciso V do art. 8º, definindo seu objeto e sua titularidade.

Art. 54. É permitida a transferência da titularidade da autorização, mediante prévia e expressa aprovação pela ANP, desde que o novo titular satisfaça os requisitos expressos no § 1º do artigo anterior.

15. A Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 também dispôs sobre os requisitos econômicos que serão regulados e exigidos pela ANP em atividades como de transporte, escoamento da produção e das unidades de processamento, tratamento, liquefação e regaseificação de gás natural, transcritos a seguir:

CAPÍTULO II

DO TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

Seção I

Da Atividade de Transporte de Gás Natural

Art. 4º A **atividade de transporte de gás natural** será exercida em regime de autorização, abrangidas a construção, a ampliação, a operação e a manutenção das instalações.

§ 1º A ANP regulará a **habilitação dos interessados** em exercer a atividade de transporte de gás natural e as condições para a autorização e a transferência de titularidade, **observados os requisitos** técnicos, **econômicos**, de proteção ambiental e segurança.

CAPÍTULO VI

DOS GASODUTOS DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO E DAS UNIDADES DE PROCESSAMENTO, TRATAMENTO, LIQUEFAÇÃO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL

Art. 26. Empresa ou consórcio de empresas constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão receber autorização da ANP para exercer as atividades de construção, ampliação de capacidade e operação de unidades de processamento ou tratamento de gás natural.

Parágrafo único. **O exercício da atividade de processamento ou tratamento de gás natural poderá ser autorizado para as empresas que atendam aos requisitos** técnicos, **econômicos** e jurídicos estabelecidos na regulação.

16. E, no Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, constam princípios e competências que **devem ser observados pela ANP**, com destaque para os seguintes transcritos:

Art. 3º Na execução de suas atividades, a ANP observará os seguintes princípios:

[...]

III - **regulação para uma apropriação justa dos benefícios auferidos pelos agentes econômicos do setor, pela sociedade e pelos consumidores e usuários de bens e serviços** da indústria do petróleo;

IV - **regulação pautada** na livre concorrência, na objetividade, na praticidade, na transparência, na ausência de duplicidade, na consistência e **no atendimento das necessidades dos consumidores e usuários**;

V - **criação de condições para a modicidade dos preços** dos derivados de petróleo, dos demais combustíveis e **do gás natural**, sem prejuízo da oferta e da qualidade;

[...]

VII - **criação de ambiente que incentive investimentos na indústria do petróleo** e nos segmentos de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool combustível;

[...]

Art. 4º À ANP compete:

I - **implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo e gás natural**, contida na política energética nacional, nos termos do [Capítulo I da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997](#), com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo em todo o território nacional e **na proteção dos consumidores e usuários quanto a preço**, qualidade e oferta de produtos;

17. O art. 16 do Decreto nº 10.712/2021 já tem disposições para o acesso não discriminatório e negociado de terceiros às infraestruturas do setor de gás natural, assegurado pelos arts. 22 e 28 da Lei do Gás. Não obstante, o GT-GE identificou a necessidade destaque dos comandos legais para o exercício da atividade econômica, conforme acima dispostos, para a efetividade do acesso de terceiros (utilização dos

serviços destas atividades econômicas).

18. Especialmente no CT-2, houve várias contribuições dos agentes da indústria do gás natural relatando os desafios e as dificuldades enfrentados no acesso às infraestruturas de escoamento e de processamento de gás natural, inclusive quanto ao valor de acesso cobrado pelos detentores das infraestruturas, que possuem características de monopólio natural, o que facilita o operador da infraestrutura exercer um poder excessivo na negociação de acesso de terceiros, conforme os abusos relatados aos integrantes do GT-GE (inclusive para os representantes da ANP no GT) durante as oitivas dos agentes.

19. Dessa forma, o Decreto nº 10.712/2021 foi alterado visando trazer comandos mais objetivos para atendimentos pelos agentes e pela ANP, ao estabelecer diversos comandos sobre remuneração econômica (requisitos para autorização), inclusive com dispositivos sobre pressupostos para o acesso de terceiros.

20. A partir desses esclarecimentos, respondemos a seguir às questões feitas ao final do Ofício nº 15/2025/SPC-CREG/SPC/ANP-RJ-e, de 25 de abril de 2025.

1) O disposto no § 3º, do art. 26, do Decreto nº 10.712/2021 aplica-se aos polos de processamento de gás natural autorizados relacionados na Figura 3, inclusive aos polos operados pela Petrobras?

21. SIM. Diante de todo o exposto, aqueles operadores das infraestruturas existentes que não atenderam ao que dispõe o § 3º do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021, estão inadimplentes com dispositivo do Decreto do Presidente da República e demais comandos legais.

2) Em caso afirmativo, o disposto também se aplica ao Polo de Pilar, visto que o proprietário tem utilizado recentemente quase a integralidade da capacidade autorizada?

22. SIM. O que se busca é que a ANP promova o devido tratamento regulatório e não discriminatório para acesso às infraestruturas de gás natural fundamentais para aumentar a oferta de gás natural e para um ambiente concorrencial saudável e isonômico. Ainda que no momento o proprietário esteja utilizando quase a integralidade da capacidade autorizada, essa situação pode não ocorrer em outro momento e, eventualmente, a ANP poderá, respeitada a viabilidade técnico-econômica, determinar a adequação da capacidade operacional das infraestruturas de produção, escoamento, tratamento, processamento e transporte de gás natural e seus derivados, sendo um passo essencial para garantir o acesso de terceiros a tais infraestruturas, bem como para adequá-la devidamente para garantir o abastecimento nacional e a garantia do oferta de derivados aos consumidores nacionais. Assim, é essencial o envio e a publicidade das informações técnicas e econômicas, para definir adequadamente, com base nas melhores informações disponíveis, a tarifa referencial de acesso à infraestrutura de escoamento e processamento, facilitando a negociação de acesso.

23. Além do disposto acima, apesar de serem apontamentos públicos, **destacamos abaixo os principais problemas setoriais** identificados:

a) pela oitiva dos agentes e dos diagnósticos apresentados no Relatório do Comitê Temático 2: Acesso ao Mercado de GN do Programa Gás para Empregar, transcritos abaixo:

Penalidades no Acesso às Infraestruturas (escoamento, processamento e transporte):

- altos valores de penalidades, mesmo quando as ocorrências não prejudicam o sistema;
- penalidades diferentes para situações idênticas (cada operador de infraestrutura com uma penalidade diferente);
- penalidade sendo paga pelo agente que não deu causa;
- regras de penalidades não aderentes com as condições normais de oferta e demanda; e
- penalidades inibem maior oferta de gás natural (elevado risco observado pelos acessantes tem inibido maior oferta de gás natural).

Falta de transparência (escoamento e processamento):

- não há clareza sobre capacidade disponível nas infraestruturas existentes;
- não há transparência nas informações sobre os custos, depreciação e operação dos ativos;

- falta de transparência quanto à razoabilidade dos investimentos nas infraestruturas existentes; e
- não há disponibilização pública de informações previamente à negociação de acesso.

Remuneração da infraestrutura:

- não há clareza na definição da remuneração para o acesso às infraestruturas;
- não há clareza sobre remuneração de investimentos realizados por terceiros e doados para Petrobras; e
- não há definição de remuneração para novas infraestruturas.

Ampliação de capacidade existente:

- falta de clareza sobre o processo de ampliação de infraestruturas por terceiros

Alto custo do acesso ao escoamento e processamento:

- empilhamento dos custos de todos os elos da cadeia acaba fazendo com que a venda do gás para a Petrobras nos primeiros elos da cadeia seja mais vantajosa;
- há a possibilidade de alguns investimentos em UPGNs não terem sido realizados pela Petrobras, mas sendo considerados no custo de acesso;
- custo do acesso prejudica competitividade do gás natural e surgimento de mercado concorrencial; e
- complexidade na operação exigindo equipe capacitada.

Penalidades:

- há pouca ou nenhuma margem de negociação das penalidades previstas nos contratos;
- ausência de cláusulas mínimas que deveriam constar nos contratos;
- várias penalidades são decorrentes de falhas ou reprogramações da operação da produção, escoamento e processamento de responsabilidade da Petrobras - agentes não têm atuação nessas operações - penalização sem dar causa; e
- falha em um elo da cadeia geralmente se propaga nos demais elos, tornando as penalidades cumulativas.

Proporcionalidade das penalidades/elevada penalidade:

- não há mercado com produtos de flexibilidade - falta de maturidade do mercado;
- custo dos produtos atuais de flexibilidade é alto;
- as penalidades não são proporcionais aos eventuais efeitos negativos à operação do sistema; e
- há produtores de gás não associado que preferem não vender mais gás, pois podem incorrer em penalidades.

Penalidades viram receita para detentor da infraestrutura:

- as penalidades pagas pelos agentes viram receita do detentor da infraestrutura, não revertendo para melhoria do sistema.

Forma de contratação do acesso:

- não há clareza sobre forma de contratação de acesso;
- necessidade de mitigação do risco de conseguir acesso a um elo, mas não conseguir em outro elo da cadeia, visto ser uma indústria de rede; e
- Petrobras sugere coordenação para contratação conjunta de escoamento, processamento e transporte.

Prazo longo de contratação:

- não é possível fazer contratos de curto prazo; e
- só é possível sair dos contratos se ceder para um terceiro.

Direito de preferência de proprietário:

- pode criar ociosidade e não permitir outros produtores negociarem acesso.

Código de conduta e prática de acesso à infraestrutura:

- código elaborado pelo IBP não foi submetido à aprovação da ANP; e
- não há diretrizes estabelecidas pela ANP para a elaboração dos códigos de conduta e prática de acesso às infraestruturas.

Venda de LGN e C5+ para o detentor da Infraestrutura decorrente do Acesso Negociado:

- existe praticamente apenas um único comprador de LGN e C5+ (operador da infraestrutura), para o qual os agentes acessantes são obrigados a vender com significativo desconto em relação ao preço de mercado;

- definição da alocação de produção dos produtos (quantidade e local) é feita pela Petrobras e não necessariamente visa ao atendimento dos acessantes - acessantes são apenas informados e obrigados a tomar providências para a comercialização dos produtos;
- riscos de falha e erros/mudanças de programação, mesmo causados pela Petrobras, são assumidos pelos acessantes;
- operação complexa aumenta riscos e custos; e
- não há negociação de acesso a refinarias.

Processamento não é contratualmente integrado:

- contratação de acesso é por UPGN;
- custo do acesso interruptível às UPGNs é o dobro do acesso firme, mas quem controla a operação é a Petrobras; e
- acesso firme se paga mesmo que não utilize - mesmo em caso de parada para manutenção.

Carência de novas infraestruturas de escoamento da produção, unidades de processamento e transporte:

- os agentes produtores não conseguem se coordenar, pois novos campos surgem ao longo do tempo (tempos distintos);
- agentes têm interesses conflitantes entre si (são concorrentes);
- agentes têm poderes econômicos e “forças de negociação” distintas;
- não tem ninguém que coordene os agentes de forma isonômica: agentes tentam se coordenar “sozinhos”;
- havendo um planejamento, deve envolver desde escoamento até distribuição; e
- necessidade de sinalização para planejamento dos investimentos de longo prazo.

Contratos desequilibrados de compra e venda de gás natural entre produtores e Petrobras:

- condições de venda inviabilizam maior oferta de gás natural pelos produtores; e
- contratos bem desequilibrados, firmados quando a Petrobras não permitia acesso de terceiro às suas infraestruturas.

Aquisição de campo com obrigatoriedade de compra de gás da Petrobras:

- venda casada: contrato firmado no desinvestimento de um campo prevê venda do gás produzido para a Petrobras por um preço muito inferior ao que é obrigado a comprar para a operação de um outro campo.

b) pelo conteúdo da Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022, que indica que os **"CADERNOS DE BOAS PRÁTICAS DE GÁS NATURAL" PUBLICADOS PELO IBP**, que são utilizados pela Petrobras e pelos coproprietários no estabelecimento das regras contidas nos contratos de acesso, **são ilegais** conforme transcrito abaixo:

Dado o exposto na presente Seção, é possível afirmar que o **Caderno de Boas Práticas não se configura como um código de conduta e prática de acesso à infraestrutura, em conformidade com o disposto no §2º do art. 28 da Lei nº 14.134/2021**, em razão da forma como foi concebido e pela sua limitação de conteúdo. (grifos nossos).

c) pela declaração no auditório do painel Talk shows C-Level 1x1 - Gas Week 2025 da Diretora Técnica da PPSA, Sra. Tabita Loureiro, que apontou a experiência do processo de negociação com a Petrobras e coproprietários do SIE e SIP, em parte transcrita abaixo:

Vocês vão lembrar que ano passado eu estive aqui na Gas Week e que eu falei que a PPSA estava correndo atrás da Resolução do CNPE para que pudesse acessar a infraestrutura, tanto o SIE quanto o SIP, e que a gente conseguisse pelo menos fazer um leilão para chegar no mercado ainda esse ano.

Pois bem, trabalhamos em conjunto com o Ministério de Minas e Energia em conjunto com os outros ministérios e conseguimos a nossa resolução.

Foi publicada e assinamos o nosso NDA com os detentores do SIE e os detentores SIP.

Fomos estudar esses contratos e quando nós **fomos estudar esses contratos, que são complexos. São 13 contratos e nós entendemos que os riscos associados a esse contrato para a PPSA não dá. A grande verdade é que se a gente tivesse hoje operando no SIE e no SIP, nós estaríamos operando no prejuízo!**

Por isso nós demos um *step back* e não fomos a leilão nós não fizemos um leilão para vender na saída do SIE ou na saída do SIP porque para a União não seria vantajoso.

Conforme nós fomos aprendendo as cláusulas e como é que funcionava, a gente constatou que hoje, **se você não é detentor proprietário das infraestruturas infelizmente você não tem condições de competir!** Então a gente não tem condição hoje de colocar um gás competitivo no mercado!

A grande verdade é que isso cria uma distorção concorrencial para o mercado, hoje é não só a PPSA, mas qualquer outro novo entrante que quiser colocar o seu gás no mercado, vai encontrar uma série de riscos, de penalidades, curvas contratadas no passado e que não se concretizam, mas você precisa pagar por isso tudo e no final das contas você não vai conseguir sair com um gás competitivo e por vezes você vai sair até com prejuízo, isso independente de volume, independente do volume mas assim é principalmente.

Quem tá muito mais exposto é quem tá em um campo só, porque se você tiver em vários, dependendo da curva contratada, você ainda consegue ali fazer mas, por certo, **é que hoje a remuneração que os detentores do SIE-BS do SIP te cobram você nunca vai enxergar, você vai enxergar talvez 1, 2, 3, 4 vezes mais do que hoje de fato é essa essa remuneração.**

[...]

A lei fala que o acesso é negociado, não discriminatório, remuneração justa e adequada então nós estamos atrás de acesso negociado não discriminatório remuneração justa e adequada e acima de tudo transparência, como somos órgãos do governo, nós precisamos dar transparência a isso tudo, **então nós abrimos uma negociação, nós estamos em plena negociação e é uma negociação difícil.**

[...]

quando eu entro nessas negociações e eu rodo, rodo, rodo, rodo, rodo e a gente não consegue sair do lugar. Existe uma disposição muito grande de te explicar o *status quo* mas **não existe uma disposição de mudar o status quo e é isso que a gente está precisando.**

[...]

eu tava lendo o o relatório da Agência Nacional do Petróleo de acesso à infraestrutura essencial e e ela citou a Agência Internacional de Energia e fala assim: **"Para que o acesso a terceiros seja eficaz e eficiente é necessário que seus procedimentos e condições sejam não discriminatórios justo para as partes e promovam o ingresso de novos agentes e a concorrência. É tudo isso que nós buscamos: o ingresso de novos agentes e a concorrência. Hoje ninguém ingressa, concorrência difícil. Justo para as partes: é isso que a gente precisa buscar.**

[...]

Se você olhar o boletim de gás natural você vai ver lá o preço o preço do gás natural para o residencial, você vai ver 36 por milhão de BTU, o preço pra indústria é menor: 16 por milhão de BTU, o preço pro automotivo que foi falado aqui por milhão de BTU, se você pegar o preço residência: 36 por milhão de BTU e **o quanto hoje eu recebo da minha molécula? Eu não recebo nem 10% desse valor. Muito mais de 90% tá na mão de custos de infraestrutura, de imposto. Se o produtor ganha, o escoador ganha, o processador ganha, o transporte ganha, o distribuidor ganha, todo mundo maximiza, pensa no seu status quo [...]** É o consumidor brasileiro que perde!

[...]

O mercado fala fala com a gente. **Eu recebo inúmeras pessoas que querem também acessar e que não conseguem. Inúmeras empresas não tem coragem de formalizar!** No nosso caso a gente tem um anseio do governo para que a gente possa ofertar esse gás competitivo ao mercado.

Você vê o governo falando que gostaria que a PPSA fizesse um leilão até o final do ano, um leilão de longo prazo para estimular a nova demanda para que a gente possa vender esse gás a partir lá de quando a nossa curva dá aquele pico vender aquele gás para que a gente possa estimular a nova demanda e e eu volto pro governo falo assim: **"Mas eu hoje não consigo fazer isso se as negociações não forem bem-sucedidas, porque é que preço que eu vou vender, quanto que a União vai se expor né, nós vamos começar a operar no prejuízo.** Pra gente poder fazer esse esse leilão, o nosso dever de casa é encerrar essas negociações e, infelizmente se não der certo, nós vamos né ter que direcionar isso para a Agência Nacional do Petróleo.

[...]

Não adianta gente, às vezes assim: todo mundo vai se reunir, vai ser bonzinho e vai fazer isso. Não adianta gente. Se a gente não tiver ali o órgão regulador, principalmente numa indústria de rede, uma indústria de monopólio natural, não vai funcionar. Então o órgão regulador tem que ser forte tem que ser atuante e tem que fazer o dever de casa.

[...]

24. Diante da criticidade das condições de acesso ao escoamento e processamento, que estão publicizados no Relatório do Comitê Temático 2: Acesso ao Mercado de GN do Programa Gás para Empregar, no discurso da Diretora Técnica da PPSA no Talk shows C-Level 1x1 - Gas Week 2025 e da ilegalidade apontada na Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022, além dos descumprimentos dos comandos legais destacados acima em relação aos requisitos para autorização, dentre outros, previstos na Lei nº 9.478/1997, no Decreto nº 2.455/1998, na Lei nº 14.134/2021, no Decreto nº 10.712/2021 (recentemente alterado pelo Decreto nº 12.153/2024) e na Res. CNPE nº 03/2022, **é peremptória a necessidade de atuação imediata da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis para reverter tais comportamentos e mitigar, o mais breve possível, o impacto aos usuários, aos consumidores de gás natural e a economia nacional.**

25. **Desta forma, em caráter não exaustivo, considerando os valores de acesso observados pelos usuários**, recomendamos que a ANP, no cumprimento das suas competências legais:

I - **notifique imediatamente todos os agentes detentores de infraestruturas de escoamento e de processamento** a apresentarem os dados de investimentos, custos operacionais e todo e qualquer outro valor utilizado para determinação da receita máxima a ser recuperada no exercício das suas atividades e do consequente valor para acesso de terceiros, como curvas de produção (efetivas e utilizadas para cálculo do valor de acesso), no prazo máximo de 30 dias corridos, em cumprimento ao § 3º do Art. 26, além dos dispositivos contidos no § 6º do Art. 6º-F, ambos dispostos no **DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021**;

II - **submeta todas informações apresentadas a amplo escrutínio público**, para devido conhecimento e contribuições pela sociedade brasileira, com destaque para os usuários e para os consumidores de gás natural;

III - **analise as informações apresentadas pelos agentes**, inclusive sob a ótica da eficiência dos investimentos e dos custos operacionais e em relação à utilização destas infraestruturas, e apresentem o resultado da análise à consulta pública para contribuições e reconheçam a decisão final proferida pela Diretoria Colegiada desta ANP da receita máxima permitida deste processos em autorizações específicas para estas infraestruturas, suas correções, projeções de valores, inclusive dos respectivos valores referenciais para o acesso negociado, em cumprimento ao § 7º do Art. 6º-F do **DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021**;

26. **Considerando os atuais valores de acesso observados pelos usuários e o grave impacto destes nos preços observados pelos consumidores nacionais e à economia nacional**, recomendamos que a ANP, no cumprimento das suas competências legais:

I - **adote imediatamente um valor transitório para base regulatória de ativos (para escoamento e processamento)**, além dos demais valores a serem utilizados para identificação da devida remuneração de investimento e dos custos operacionais, de forma a identificar por meio receita máxima, um valor justo e razoável transitório para o acesso de terceiros, inclusive a serem considerados pelos próprios detentores das infraestruturas, caso sejam utilizadores destas, sendo sugerida a utilização do Estudo das Tarifas de Escoamento e Processamento para os Sistemas Integrados SIE e SIP, realizado pela EPE com as melhores informações disponíveis, em cumprimento ao § 4º do Art. 26 do **DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021**

II - identificado o valor justo e razoável transitório para o acesso de terceiros, **notifique imediatamente os operadores das infraestruturas e respectivos usuários (inclusive para o detentor da infraestrutura que também é usuário da mesma)**, para ajustarem os contratos de acesso existentes de forma a refletir os novos valores transitórios para o acesso, em cumprimento aos § 1º e § 2º do Art. 22-E do **DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021**;

III - notifique imediatamente os atuais acessantes para que concedam as mesmas reduções de valor de acesso ao escoamento e processamento aos atuais e futuros contratos de suprimento de gás natural, e assim sucessivamente, caso haja comercializador ou concessionária estadual envolvidos, **de forma que os consumidores livres ou consumidores cativos das concessionárias estaduais sejam contemplados com a respectiva redução de valores de acesso** que impactam seus respectivos preços, em cumprimento aos § 1º e § 2º do Art. 22-E do **DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021**, ou seja, sob nenhuma hipótese, a redução do valor de acesso se torne margem para o acessante ou utilizador da infraestrutura, inclusive o sócio investidor.

27. **Considerando as atuais regras de acesso, que proporcionam elevado risco aos usuários das infraestruturas de escoamento e de processamento**, recomendamos que a ANP, no cumprimento das suas competências legais, **notifique os proprietários das instalações e os terceiros interessados no**

acesso para elaborarem o código de conduta e prática de acesso à infraestrutura, de forma que estes atendam a legislação setorial e os pressupostos de acesso regulamentados pelos Art. 11-A e Art. 11-B do **DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021**.

28. Caso a ANP julgue pertinente, poderá **firmar termo de ajustamento de conduta** com os agentes do setor, em atendimento ao disposto no Art. 22-E, conforme transcrito abaixo:

Art. 22-E. **A ANP poderá firmar termo de ajustamento de conduta** com os agentes do setor, na hipótese de identificar indícios de comportamentos de agentes da indústria do gás natural ou constatar quaisquer medidas que dificultem, tendam a dificultar ou impeçam a abertura do mercado ou a sua liquidez, ou que possam prejudicar a oferta ao consumidor ou os objetivos estabelecidos na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e na Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, observados os requisitos previstos no art. 4º-A da Lei nº 9.469, de 10 de julho de 1997.

§ 1º A ANP **deverá requerer a adequação de todo instrumento, como contratos de suprimento, contratos de acesso às infraestruturas, inclusive o código de conduta e prática de acesso à infraestrutura elaborado pelos proprietários das infraestruturas nos termos do disposto no art. 28, § 2º, da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, caso identifique dissonância com as normas legais** ou regulamentares e **com as boas práticas internacionais** da indústria de petróleo e gás natural. (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

§ 2º Os contratos de acesso às infraestruturas vigentes serão adequados sempre que houver evolução regulatória pela ANP ou atualização da regulamentação do acesso de terceiros às infraestruturas ou dos códigos de conduta e prática de acesso à infraestrutura.

§ 3º A ANP poderá **estabelecer restrições, limites ou condições para utilização das infraestruturas pelos seus proprietários e pelas empresas interessadas no acesso, com vistas a promover a efetiva concorrência** entre os agentes, especialmente no que se refere a obtenção e transferência de titularidade, acesso às infraestruturas, autorizações, concentração societária e realização de negócios entre partes vinculadas. (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

§ 4º A adoção das medidas de que trata este artigo não afasta a aplicação do disposto no art. 33, § 1º, da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021.

29. Por oportuno, considerando a negativa de envio de informações pela Petrobras a este Departamento e com objetivo de acompanhar o cumprimento dos dispositivos legais e de identificar possíveis aprimoramentos das políticas setoriais, solicitamos à ANP que remeta a este Departamento as informações abaixo no prazo máximo de 30 dias e, caso não as detenha, que notifique à Petrobras e/ou respectivos sócios/consorciados para apresentação destas à ANP, no prazo máximo de 30 dias, para posterior e imediata remessa destas informações pela Agência a este Departamento:

Dutos de Escoamento da Produção de gás natural:

Nome ou identificação do gasoduto;

Se o gasoduto é objeto de Concessão/Partilha ou de Autorização (informar a identificação do respectivo ato – número do Contrato ou da Autorização);

Valores de investimento na construção e nas ampliações do gasoduto, respectivas datas dos investimentos e das entradas em operação;

Valores anuais necessários para operação e manutenção do duto;

EVTE utilizado pela Petrobras para a decisão de investimento no gasoduto e/ou acordo de investimento e de remuneração firmado com os sócios (se houver), com detalhamento, em ambos os casos, da taxa de remuneração pretendida, período de amortização dos investimentos e outros itens abarcados no EVTE, bem como o critério de decisão aplicado;

A remuneração dos serviços prestados para o acesso de terceiros interessados no duto:

Valor cobrado para a remuneração dos serviços prestados;

Memória de cálculo utilizada pela Petrobras para a determinação da remuneração de acesso; e

Memória de cálculo utilizada pela Petrobras para determinação das penalidades previstas nos contratos.

Capacidade do duto:

Características técnicas e operacionais do duto, como: extensão total do duto, extensão parcial e respectivos diâmetros e espessuras, sistemas de compressão (se houver), pressão máxima, pressão mínima, faixa de especificação de composição do gás natural, teor máximo de CO₂ e outros elementos contaminantes (se houver) que o duto pode movimentar e outras características que a Petrobras julgue ser relevante e essencial para efetivação do acesso;

Qual a origem e destino desse duto, com indicação da respectiva unidade que refina/processa o gás natural;

Capacidade Nominal e Capacidade Operacional do Duto;

Capacidade Utilizada pela Petrobras;

Capacidade Contratada por Terceiros;

Capacidade Disponível para Contratação;

Previsão de volumes a serem movimentados pela Petrobras e dos volumes contratados por terceiros para os anos de 2023 até 2040, com indicação dos respectivos campos em ambos os casos, bem como identificação dos contratantes; e

Informação se é possível ampliar a capacidade do duto (se houver, informar uma breve estimativa inicial de investimento).

Atuais usuários do duto:

De quais campos esse duto escoar a produção;

Dados históricos mensais (dos últimos 2 anos) de movimentação de gás natural (com indicação dos volumes da Petrobras, de consorciados e de terceiros);

O tempo de duração das negociações (desde a data de solicitação e até a assinatura do termo final) para cada negociação de acesso; e

Todos os termos de acesso aos dutos de escoamento da produção assinados com os interessados.

Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN):

Nome ou identificação da UPGN;

Identificação do número da Autorização da ANP;

Valores de investimento na construção e nas ampliações da UPGN, respectivas datas dos investimentos e das entradas em operação;

EVTE utilizado pela Petrobras para a decisão de investimento na UPGN e/ou acordo de investimento e de remuneração firmado com os sócios nestes investimentos (se houver), com detalhamento, em ambos os casos, da taxa de remuneração pretendida, período de amortização dos investimentos e outros itens abarcados no EVTE, bem como o critério de decisão aplicado;

Valores anuais necessários para operação e manutenção da UPGN;

A remuneração dos serviços prestados para o acesso de terceiros interessados na UPGN:

Valor cobrado para a remuneração dos serviços prestados;

Memória de cálculo utilizada pela Petrobras para a determinação da remuneração de acesso; e

Memória de cálculo utilizada pela Petrobras para determinação das penalidades previstas nos contratos.

Capacidade da UPGN:

Características técnicas e operacionais da UPGN, com indicação das respectivas unidades que a compõem;

Características e faixa de especificação de composição do gás natural, teor máximo de CO2 e outros elementos contaminantes (se houver) que a unidade pode processar e outras características que a Petrobras julgar relevante e essencial para efetivação do acesso;

Respectivos volumes e produtos produzidos na unidade;

Qual a forma ou modal de transferência/transporte dos produtos da unidade, com indicação das instalações a jusante da UPGN (destino), se for o caso;

Capacidade Nominal e Capacidade Operacional da UPGN;

Capacidade Utilizada pela Petrobras;

Capacidade Contratada por Terceiros;

Capacidade Disponível para Contratação;

Previsão de volumes a serem processados pela Petrobras e por terceiros para os anos de 2023 até 2040, com identificação dos respectivos contratantes;

Informação se é possível ampliar a capacidade da UPGN (se houver, informar estimativa inicial de investimento); e

Em relação à unidade de Caraguatuba (UTGCA), informar o valor estimado para ampliação da capacidade de recebimento de gás natural do Pré-sal, previsto no Edital de Licitação de 2020, bem como as instalações a serem construídas ou ampliadas.

30. Conforme disposto neste Ofício, **observamos indícios de que** os operadores das infraestruturas de escoamento e de processamento dificultam o acesso, proporcionam elevados riscos para o acesso de interessados às infraestruturas de gás natural do país, restringem o aumento da oferta desse energético, se beneficiam com retornos extraordinários aos investimentos realizados e aumento arbitrário de lucros, os quais, caso confirmados, proporcionam impactos adversos sobre o preço e oferta aos consumidores nacionais, além de graves prejuízos à ordem econômica nacional.

31. Assim, recomendamos que a ANP avalie os eventuais descumprimentos legais e que, caso as infrações sejam constatadas, estas sejam objeto de autuação, conforme dispõe a **LEI Nº 9.847, DE 26 DE OUTUBRO DE 1999**.

32. Ciente do compromisso desta Agência Reguladora, coloco-me à disposição para quaisquer outros esclarecimentos que sejam julgados necessários.

Atenciosamente,

(documento assinado eletronicamente)

MARCELLO GOMES WEYDT

Diretor do Departamento de Gás Natural



Documento assinado eletronicamente por **Marcello Gomes Weydt, Diretor(a) do Departamento de Gás Natural**, em 27/06/2025, às 20:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site

http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0,

informando o código verificador **1075785** e o código CRC **EFC79DF2**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48380.000057/2023-11

SEI nº 1075785



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61)2032- 5029/(61)2032- 5103 / snpqb@mme.gov.br

Ofício nº 39/2025/SNPGB-MME

Brasília, na data da assinatura eletrônica.

À Senhora

PATRÍCIA HUGUENIN BARAN

Diretora-Geral substituta

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

Av. Rio Branco, nº 65, 21º Andar, Centro

20090-004 - Rio de Janeiro - RJ

diger@anp.gov.br

Assunto: Pedido de Acesso a documentos e informações referentes às memórias de cálculo tarifário dos contratos legados da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e Transportadora Associada de Gás (TAG).

Senhora Diretora-Geral substituta,

1. O setor de gás natural vem passando por importantes alterações legais e regulamentares nos últimos anos, visando a uma maior abertura, transparência, ao melhor aproveitamento do seu potencial energético e ao alcance de preços mais justos e competitivos.
2. Após o término do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE), instaurado pela Resolução CNPE nº 1/2023, alguns atos foram publicados:
 - a) o Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024, que alterou o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, trazendo avanços normativos para um mercado de gás natural mais aberto, transparente e com maior preocupação quanto à proteção dos interesses do consumidor, além de aspectos econômicos e concorrenciais. Além disso, reforçou as competências da Agência Reguladora, além de retomar o planejamento nacional para melhor coordenação dos projetos setoriais e dos aproveitamentos de ganhos de escala e dos energéticos disponíveis.
 - b) a Resolução CNPE nº 11, de 26 de agosto de 2024, que permitiu que a PPSA pudesse contratar, junto às estruturas existentes, o escoamento e o processamento do volume do gás natural que cabe à União; e
 - c) a Portaria GM/MME nº 805, de 23 de setembro de 2024, que instituiu o Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMSGN), com a finalidade de assessoramento, articulação, monitoramento de políticas públicas, formulação de propostas e deliberações para o setor de gás natural.
3. Diante dessas alterações recentes, alguns assuntos precisam evoluir e ter uma decisão no período de transição, para que o setor de gás natural possa se desenvolver na direção de maior abertura e ampla atração de investimentos, num contexto de previsibilidade e segurança jurídicas, de modo a tornar o

mercado mais competitivo. É nesse espírito, por exemplo, que a Resolução CNPE nº 3, de 7 de abril de 2022, estabeleceu as diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural, os aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência nesse mercado e os fundamentos do período de transição, entre outros.

4. Com vistas, portanto, a dar cumprimento ao disposto no art. 6º da Resolução CNPE nº 3/2022, que atribuiu ao MME a função de coordenação dos agentes durante o período de transição, para que os participantes do mercado de gás natural possam atuar de forma transparente e coordenada, encontram-se em fase de estudos alguns assuntos, prioritários, dentre os quais o acompanhamento das tarifas aplicadas aos Contratos Legados. Pretende-se, com isso, avaliar a conformidade e a adequação dos valores praticados às normativas vigentes e, posteriormente, submeter propostas ao CMSGN, integrado também pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

5. Para que seja possível a elaboração de estudos robustos e propositivos, são necessárias informações e documentos sobre as tarifas aplicadas aos contratos legados, com foco nas memórias de cálculo tarifário que embasaram os contratos de transporte vigentes, especialmente das transportadoras Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e da Transportadora Associada de Gás (TAG).

6. Oportuno mencionar manifestação da Procuradoria Federal junto à ANP, em consulta formulada pela Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM) sobre publicidade aos documentos e informações referentes às memórias de cálculo tarifário dos Contratos Legados da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e Transportadora Associada de Gás (TAG), no Parecer n. 00002/2025/PFANP/PGF/AGU, de 14 de janeiro de 2025, cujo parágrafo 38 é reproduzido, *in verbis*:

38. De todo o exposto, não se vislumbra óbices jurídicos ao entendimento da SIM no sentido de que a ANP deve "conceder acesso às informações que detém sobre as memórias de cálculos das tarifas dos Contratos Legados, tendo como fundamento o direito fundamental de acesso à informação (art. 5º, XXXIII, da CRFB), e que a publicidade da informação é a regra, sendo a restrição a exceção, considerando, ainda, que se trata de informação de interesse público, e que não se observa o enquadramento da informação em alguma hipótese legal que admite a sua restrição (art. 3º, I, II, e art. 22, todos da Lei de Acesso à Informação)".

7. Nesse sentido, *solicitado*, com a maior brevidade possível, o (i) envio das cópias dos documentos técnicos, estudos e pareceres que embasaram a definição das tarifas de transporte, bem como as (ii) memórias de cálculo tarifário e suas atualizações referentes aos contratos de serviço de transporte ainda vigentes da NTS e da TAG.

Atenciosamente,

(assinado eletronicamente)

RENATO CABRAL DIAS DUTRA

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis substituto



Documento assinado eletronicamente por **Renato Cabral Dias Dutra**, **Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Substituto**, em 27/02/2025, às 23:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1024536** e o código CRC **9E7CD1AF**.



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61)2032- 5029/(61)2032- 5103 / snpgeb@mme.gov.br

Ofício nº 40/2025/SNPGB-MME

Brasília, na data da assinatura eletrônica.

À Senhora

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD

Presidente

Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

Av. Henrique Valadares, nº 28, Edifício Senado - EDISEN, Centro

20231-030 - Rio de Janeiro - RJ

presidente@petrobras.com.br

Assunto: Pedido de Acesso a documentos e informações referentes às memórias de cálculo tarifário dos contratos legados da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e Transportadora Associada de Gás (TAG).

Senhora Presidente,

1. O setor de gás natural vem passando por importantes alterações legais e regulamentares nos últimos anos, visando a uma maior abertura, transparência, ao melhor aproveitamento do seu potencial energético e ao alcance de preços mais justos e competitivos.
2. Após o término do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE), instaurado pela Resolução CNPE nº 1/2023, alguns atos foram publicados:
 - a) o Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024, que alterou o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, trazendo avanços normativos para um mercado de gás natural mais aberto, transparente e com maior preocupação quanto à proteção dos interesses do consumidor, além de aspectos econômicos e concorrenciais. Além disso, reforçou as competências da Agência Reguladora, além de retomar o planejamento nacional para melhor coordenação dos projetos setoriais e dos aproveitamentos de ganhos de escala e dos energéticos disponíveis.
 - b) a Resolução CNPE nº 11, de 26 de agosto de 2024, que permitiu que a PPSA pudesse contratar, junto às estruturas existentes, o escoamento e o processamento do volume do gás natural que cabe à União; e
 - c) a Portaria GM/MME nº 805, de 23 de setembro de 2024, que instituiu o Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMMSGN), com a finalidade de assessoramento, articulação, monitoramento de políticas públicas, formulação de propostas e deliberações para o setor de gás natural.
3. Diante dessas alterações recentes, alguns assuntos precisam evoluir e ter uma decisão no período de transição, para que o setor de gás natural possa se desenvolver na direção de maior abertura e ampla atração de investimentos, num contexto de previsibilidade e segurança jurídicas, de modo a tornar o

mercado mais competitivo. É nesse espírito, por exemplo, que a Resolução CNPE nº 3, de 7 de abril de 2022, estabeleceu as diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural, os aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência nesse mercado e os fundamentos do período de transição, entre outros.

4. Com vistas, portanto, a dar cumprimento ao disposto no art. 6º da Resolução CNPE nº 3/2022, que atribuiu ao MME a função de coordenação dos agentes durante o período de transição, para que os participantes do mercado de gás natural possam atuar de forma transparente e coordenada, encontram-se em fase de estudos alguns assuntos, dentre os quais o acompanhamento das tarifas aplicadas aos Contratos Legados. Pretende-se, com isso, avaliar a conformidade e a adequação dos valores praticados às normativas vigentes e, posteriormente, submeter propostas ao CMSGN.

5. Para que seja possível a elaboração desses estudos de modo a que sejam robustos e propositivos, são necessárias informações e documentos, como as memórias de cálculo tarifário que embasaram os contratos de transporte vigentes, especialmente das transportadoras Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e da Transportadora Associada de Gás (TAG).

6. Oportuno mencionar manifestação da Procuradoria Federal junto à ANP, em consulta formulada pela Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM) sobre publicidade aos documentos e informações referentes às memórias de cálculo tarifário dos Contratos Legados da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e Transportadora Associada de Gás (TAG), no Parecer n. 00002/2025/PFANP/PGF/AGU, de 14 de janeiro de 2025, cujos trechos esclarecem, *in verbis*:

4. As Transportadoras TAG e a NTS posicionaram-se contrárias à divulgação das memórias de cálculo, conforme Carta NTS 262/2023 (SEI 3617379) e Carta CE-TAG-DR-GAR-0226/2023 (SEI 3616872) respectivamente. A Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), Carregador Original, manifestou "não ver óbice na publicidade a ser dada aos documentos relacionados às memórias de cálculo das tarifas originais dos Contratos Legados" e concordou "expressamente, a despeito do compromisso de confidencialidade existente nos Contratos Legados, que a TAG e NTS divulguem as memórias de cálculo associadas às tarifas dos Contratos Legados à ANP e aos demais legítimos interessados".

[...]

19. A memória de cálculo tarifário de determinado projeto é definida pela SIM como "a demonstração, por meio de planilha financeira e/ou fluxo de caixa, do racional feito para obtenção da tarifa de transporte, considerando os custos, as despesas e os investimentos efetivamente atribuíveis à prestação do serviço de transporte de gás natural, assim como variáveis relacionadas ao serviço, como distância entre ponto de recebimento e entrega, capacidade de transporte, volume movimentado, prazos de contratação e a remuneração do prestador do serviço".

20. O objetivo da demonstração - obtenção da tarifa de transporte - por si só leva ao questionamento de porque deveria documento desta natureza submeter-se ao sigilo, tendo em vista o interesse social envolvido no tema, pois a tarifa reflete diretamente no custo final do gás natural para o consumidor, e regra da publicidade aplicável à Administração Pública.

21. Uma das facetas do princípio constitucional da publicidade, previsto no art. 37, caput, é o direito de acesso à informação, previsto pela Constituição Federal no artigo 5º, incisos XXXIII e LX:

Art. 5º

XXXIII - todos têm direito a receber dos órgãos públicos informações de seu interesse particular, ou de interesse coletivo ou geral, que serão prestadas no prazo da lei, sob pena de responsabilidade, ressalvadas aquelas cujo sigilo seja imprescindível à segurança da sociedade e do Estado;

[...]

LX - a lei só poderá restringir a publicidade dos atos processuais quando a defesa da intimidade ou o interesse social o exigirem;

Art. 37. A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência e, também, ao seguinte:

22. A partir desses dispositivos, pode-se constatar que o direito de acesso à informação tem seus limites nas hipóteses de sigilo dos atos processuais para "defesa da intimidade e do interesse social" (artigo 5º, inciso LX), além do inciso XXXIII, que prevê o dever de informação dos órgãos públicos, "ressalvadas aquelas cujo sigilo seja imprescindível à segurança da sociedade e do Estado"

[...]

30. A juridicidade da conclusão da SIM pode ser facilmente identificada, com base não só na Constituição Federal, como também na LAI e especificamente no art. 5º-B, incisos VI do Decreto nº 10712/2021, art. 9º da Lei do Gás e art. 6º, §8º da Resolução ANP 15/2014.

31. Primeiro, a publicidade da memória de cálculo tarifário guarda relação com o racional da regulação do mercado de gás natural, que tem foco em incrementar a utilização do gás natural, reduzir o preço (art. 1º, VI, da Lei do Petróleo) e aumentar a concorrência; a disponibilização da memória de cálculo contribui com a redução da assimetria de informações (art. 5º-B, inciso VI do Decreto nº 10712/2021); tudo com base no no princípio do livre acesso à infraestrutura: A garantia do livre acesso pressupõe a definição de regras para a garantia de acesso não discriminatório à rede, com vistas a propiciar as mesmas condições a todas as empresas interessadas, o que exige a ação de órgãos reguladores no sentido de determinar procedimentos das disponibilidades de capacidade, os prazos e as normas para firmar contratos de transporte, o controle do sistema tarifário, dentre outros aspectos.

32. Segundo, as empresas transportadoras apesar de não terem participado da construção do documento são, mesmo tempo, contrárias à divulgação. A TAG, inclusive, afirma que "as planilhas de cálculo tarifário não constituem parte integrante dos referidos instrumentos firmados". Na prática, não descrevem nem comprovam qualquer prejuízo que possa vir da publicidade da memória de cálculo. A contradição da manifestação é patente.

33. Terceiro, e por outro lado, há motivação suficiente para disponibilizar as informações e a SIM a deixa expressa: contribuir com debate mais equilibrado entre transportadores e carregadores, favorecendo o desenvolvimento do processo de definição da tarifa mais transparente e justo. Essa justificativa vai ao encontro do interesse social envolvido no tema, pois a tarifa reflete diretamente no custo final do gás natural para o consumidor, como já dito e reiterado.

34. Quarto, se cabe à ANP, como prevê o art. 9º da Lei do Gás, realizar consulta pública previamente à estipulação da receita máxima permitida de transporte, dos critérios de reajuste, de revisão periódica e de revisão extraordinária, para tanto pode e deve disponibilizar a informações que considera necessárias. Nessa linha, também a Resolução ANP nº 15/2014, art. 6º, §8º preza pela publicidade de transparência do processo de construção da tarifa.

35. Quinto, a situação não se encaixa em qualquer das hipóteses de sigilo previstas na LAI. Se o publicidade é a regra, o sigilo deve estar bem fundamentado e justificado, o que não é o caso.

36. Sexto, os Contratos Legados foram celebrados entre partes privadas a elas vinculando. Na medida em que a Lei do Gás estabelece a transparência, mediante consulta pública prévia à estipulação da receita máxima permitida de transporte, autoriza que informações relevantes para tanto sejam publicizadas.

37. Por fim, há outras justificativas para ratificar o entendimento da SIM, mas conclui-se a presente manifestação jurídica com o registro de que a Agência reguladora deve priorizar o princípio constitucional da publicidade, com foco no interesse público, em detrimento do alegado - mas não demonstrado - prejuízo às Transportadoras, posto que a publicidade é regra e o sigilo é exceção num Estado Democrático de Direito.

CONCLUSÃO

Em suma, não ficou demonstrado que o sigilo da memória de cálculo é "imprescindível à segurança da Sociedade e do Estado", como salienta Bandeira de Melo, acima citado.

38. De todo o exposto, não se vislumbram óbices jurídicos ao entendimento da SIM no sentido de que a ANP deve "conceder acesso às informações que detém sobre as memórias de cálculos das tarifas dos Contratos Legados, tendo como fundamento o direito fundamental de acesso à informação (art. 5º, XXXIII, da CRFB), e que a publicidade da informação é a regra, sendo a restrição a exceção, considerando, ainda, que se trata de informação de interesse público, e que não se observa o enquadramento da informação em alguma hipótese legal que admite a sua restrição (art. 3º, I, II, e art. 22, todos da Lei de Acesso à Informação)".

38. De todo o exposto, não se vislumbra óbices jurídicos ao entendimento da SIM no sentido de que a ANP deve "conceder acesso às informações que detém sobre as memórias de cálculos das tarifas dos Contratos Legados, tendo como fundamento o direito fundamental de acesso à informação (art. 5º, XXXIII, da CRFB), e que a publicidade da informação é a regra, sendo a restrição a exceção, considerando, ainda, que se trata de informação de interesse público, e que não se observa o enquadramento da informação em alguma hipótese legal que admite a sua restrição (art. 3º, I, II, e art. 22, todos da Lei de Acesso à Informação)".

7. Nesse sentido, *solicitado*, com a maior brevidade possível, o (i) envio das cópias dos documentos técnicos, estudos e pareceres que embasaram a definição das tarifas de transporte, bem como as (ii) memórias de cálculo tarifário e suas atualizações referentes aos contratos de serviço de transporte ainda vigentes da NTS e da TAG.

Atenciosamente,

(assinado eletronicamente)
RENATO CABRAL DIAS DUTRA
Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis substituto



Documento assinado eletronicamente por **Renato Cabral Dias Dutra, Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Substituto**, em 27/02/2025, às 23:50, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1024537** e o código CRC **92A9CC17**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48380.000026/2025-13

SEI nº 1024537



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61)2032- 5029/(61)2032- 5103 / snpqb@mme.gov.br

Ofício nº 20/2025/SNPGB-MME

Brasília, na data da assinatura eletrônica.

À Senhora

SYLVIE D'APOTE

Presidente

Conselho de Usuários do Sistema de Transporte de Gás Natural

Av. Almirante Barroso, 52, F26, Centro

20031-918 - Rio de Janeiro – RJ

e-mail: presidencia@conselhousuariosgas.com.br; secex@conselhousuariosgas.com.br;

sylvie.dapote@ibp.org.br; dsantos@santosgamba.com.br

Assunto: Debates técnicos e apresentação de propostas a serem encaminhados para análise pelo CMSGN.

Senhora Presidente,

1. O setor de gás natural vem passando por importantes alterações legais nos últimos anos visando a uma maior abertura, transparência, melhor aproveitamento do seu energético e busca por preços mais justos e competitivos.
2. A Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, regulamentada pelo Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, revisou o marco legal do setor de gás natural, inclusive previu a constituição deste Conselho de Usuários pelos carregadores, para monitoramento do desempenho, da eficiência operacional e de investimentos dos transportadores.
3. A Resolução nº 3, de 7 de abril de 2022, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por sua vez, estabeleceu as diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural, os aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência nesse mercado, os fundamentos do período de transição, entre outras providências.
4. O Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE), instituído pela Resolução CNPE nº 1, de 20 de março de 2023, debateu diversas questões e entregou cinco relatórios finais correspondentes aos assuntos de cada comitê temático, disponíveis no *site* do Programa Gás para Empregar.
5. O Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024, decorrente dos intensos debates no GT-GE, trouxe grandes avanços para um mercado de gás natural mais aberto, transparente e com maior preocupação quanto à proteção dos interesses do consumidor, aspectos econômicos e concorrenciais, além da importância do planejamento nacional para melhor coordenação dos projetos setoriais e dos aproveitamentos de ganhos de escala e dos energéticos disponíveis.

6. Ainda decorrente das propostas do GT-GE, a Portaria GM/MME nº 805, de 23 de setembro de 2024, instituiu o Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMSGN) com a finalidade de assessoramento, articulação, monitoramento de políticas públicas, formulação de propostas e deliberações para o setor de gás natural.

7. Diante de todo esse arcabouço legal e de regulamentação ocorridos nos últimos anos, alguns assuntos precisam evoluir e ter uma decisão no período de transição, para que o setor de gás natural possa se desenvolver, se tornar mais aberto, atraia mais investimentos, com a devida previsibilidade e segurança jurídica, e torne o mercado mais competitivo.

8. Neste sentido, visando dar cumprimento ao disposto no art. 6º da Res. CNPE nº 3/2022, que atribuiu ao MME a função de coordenação dos agentes durante o período de transição, para que os participantes do mercado de gás natural possam atuar de forma transparente e coordenada, destacamos a seguir assunto ao qual é preciso evoluir no curto prazo.

Padronização do Serviço de Transporte – Novos Contratos de Transporte Padronizados

9. Este assunto é tratado no inciso IV do art. 8º da Resolução CNPE nº 3/2022, que dispõe que os agentes observem, durante o período de transição, algumas medidas, como a **oferta de serviços de transporte padronizados, que leve em consideração as preferências dos novos usuários, inclusive no que tange à adequação dos contratos de transporte vigentes**. Adicionalmente, oportuno comentar o que dispõe o inciso V do art. 4º da mesma Resolução CNPE, de que, entre os objetivos da transição para o mercado concorrencial de gás natural, consta implementar áreas de mercado e respectivos pontos virtuais de comercialização e **publicar contratos de transporte padronizados**.

10. Considerando a importância do assunto e a necessidade de envolvimento dos principais agentes interessados do setor, o MME conta com a participação deste Conselho de Usuários do Sistema de Transporte de Gás Natural (CdU) e **solicita que apresente, no prazo de 15 dias, as propostas de alteração e de padronização dos Contratos de Serviço de Transporte e de seus anexos**.

11. Em sequência, o Ministério encaminhará as propostas do CdU para os transportadores dutoviários e para a Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto (ATGás), os quais deverão responder às solicitações do CdU ao MME no prazo de 30 dias, com as devidas justificativas, em caso de recusa.

12. Posteriormente, caso necessário, o MME promoverá reuniões com os representantes dos agentes, com o seguinte calendário:

Agentes:	Data - Horário:
Transportadores, ATGás e CdU	11/03/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás e CdU	13/03/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás e CdU	18/03/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás e CdU	20/03/2025 – das 9:30 às 12:00

13. Essa sequência de reuniões destaca o início das discussões e visa coordenar os transportadores e demais envolvidos nos temas, podendo, ao longo dos meses de fevereiro e março, serem agendadas novas reuniões e envolver novos agentes, se houver necessidade.

14. Além da **Padronização do Serviço de Transporte – Novos Contratos de Transporte Padronizados**, o MME está interagindo com os transportadores e a ATGás para definir propostas de:

- **Regras transitórias para interconexão entre as infraestruturas do setor de gás natural**
- **Procedimento transitório para repasse de receitas entre transportadores**
- **Metodologia transitória para cálculo da tarifa postal de transporte**
- **Metodologia transitória para identificação da receita máxima permitida e modelo de relatório anual para transparência de receitas recuperadas:**
- **Base Regulatória de Ativos de Transporte Transitória**

• **Adequação dos Contratos Legados aos Contratos de Entrada e Saída padronizados**

15. Estes e outros temas serão apresentados e publicizados pelo MME no site eletrônico do Ministério, com os respectivos calendários de reuniões.

16. As propostas desenvolvidas pelos agentes envolvidos, sob coordenação do MME, serão oportunamente apresentadas pelo Ministério ao CMSGN e/ou encaminhados para a Diretoria Colegiada da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) com objetivo de subsidiar o colegiado com propostas técnicas transitórias, para que este avalie e delibere sobre a sua utilização, enquanto os atuais normativos da Agência não sejam atualizados aos novos dispositivos legais.

17. Esta ação do MME, como comentado, vem em cumprimento ao disposto no art. 6º da Res. CNPE nº 3/2022, que atribuiu ao Ministério a função de coordenação dos agentes durante o período de transição, para que os participantes do mercado de gás natural possam atuar de forma transparente e coordenada. Além disso, visa ao atendimento do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021, que dispõe que a implementação das providências necessárias para transição da indústria brasileira do gás natural para o modelo estabelecido pela Lei nº 14.134/2021 deverá observar os princípios e diretrizes do CNPE e, no seu § 1º, que a ANP poderá adotar soluções individuais que visem ao atendimento do disposto nessa Lei, respeitado seu rito decisório, até que seja editada regulação específica.

18. Para esclarecimentos e discussões específicas adicionais, coloco à disposição o Diretor do Departamento de Gás Natural, Marcello Weydt.

19. Nestes termos, o Ministério de Minas e Energia reforça o seu compromisso com o desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro, com os investidores setoriais, com os consumidores e com a regulação nacional pela ANP.

Atenciosamente,

(assinado eletronicamente)

PIETRO ADAMO SAMPAIO MENDES

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis



Documento assinado eletronicamente por **Pietro Adamo Sampaio Mendes, Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, em 31/01/2025, às 13:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1011691** e o código CRC **C0843A88**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48380.000026/2025-13

SEI nº 1011691



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61)2032- 5029/(61)2032- 5103 / snpqb@mme.gov.br

Ofício nº 41/2025/SNPGB-MME

Brasília, na data da assinatura eletrônica.

Ao Senhor

ROGÉRIO MANSO

Presidente Executivo

Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto – ATGás

Av. Almirante Barroso, 52, 24º andar, sala 2401-B - Centro

20031-918 - Rio de Janeiro/RJ

Telefone: (21) 2112-5338

E-mail: rogeriomanso@atgas.org.br

C/Cópia:

FABIO TALES BINDEMANN

Diretor

GasOcidente do Mato Grosso Ltda. - GOM

Rodovia dos Imigrantes nº 3770 Km 3,5, Sala 216, Novo Distrito Industrial

78098-840 – Cuiabá/MT

Telefone: (65) 3054-8300, (65) 3668-4133

E-mail: fabio.bindemann@ambarenergia.com.br

ERICK PETTENDORFER

CEO / Diretor Presidente

Nova Transportadora do Sudeste S/A – NTS

Praia do Flamengo, nº 200 - 23º andar – Flamengo

22210-030 - Rio de Janeiro/RJ

Telefone: (21) 3250-9200

E-mail: erick.pettendorfer@ntsbrasil.com

GUSTAVO LABANCA

CEO / Diretor Presidente

Transportadora Associada de Gás S/A - TAG

Avenida República do Chile, 330, Torre Leste - 23º andar, Centro

20031-170 - Rio de Janeiro/RJ

Telefone: (21) 2237-9800

E-mail: gustavo.labanca@ntag.com.br

ANGÉLICA GARCIA COBAS LAUREANO

Diretora - Presidente

Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S A – TBG

Praia do Flamengo, nº 200 - 25º andar - Flamengo

22210-901 - Rio de Janeiro/RJ

Telefone: (21) 2555-5861
E-mail: angelica@tgb.com.br

WALTER E. FARIOLI

Diretor Geral

Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. – TSB
Rua Furriel Luiz Antônio Vargas, nº 250, conj. 1304
90470-130 - Porto Alegre/RS
Telefone: (51) 3019-0185
E-mail: farioli@tsb.com.br

Assunto: Debates técnicos e apresentação de propostas a serem encaminhados para análise pelo CMSGN - Considerações do CdU em relação aos pontos de discussão nos contratos de transporte.

Senhor Presidente Executivo,

1. Cumprimentando-o cordialmente, fazemos referência ao Ofício nº 20/2025/SNPGB-MME, de 31 de janeiro de 2025, por meio do qual encaminhamos ao Conselho de Usuários do Sistema de Transporte de Gás Natural (CdU) contribuições para o debate técnico e apresentação de propostas para a **Padronização do Serviço de Transporte – Novos Contratos de Transporte Padronizados**, item previsto no inciso IV do art. 8º da Resolução CNPE nº 3/2022.

2. Posteriormente, recebemos do CdU a Carta nº 004/2025, de 17 de fevereiro de 2025, que contém as suas considerações a respeito dos pontos de discussão nos contratos de transporte. O referido documento detalha as análises realizadas pelo CdU, com destaque para os aspectos relevantes que precisam ser considerados nas futuras negociações e ajustes contratuais, com o intuito de promover maior clareza e eficiência nas operações de transporte.

3. Neste sentido, o CdU discutiu diversos pontos que exigem ajustes nos contratos de transporte resultando na Nota Técnica nº 2/2024 enviada à ATGás e à ANP em 02 e 09 de outubro de 2024, respectivamente. Entre os diversos pontos citados estão os seguintes:

- Garantias do Contrato de Transporte de Gás Natural;
- Volumes Excedentes;
- Repasse do custo de aquisição do Gás de Uso do Sistema (GUS);
- Falha de serviço de transporte – Equilíbrio às penalidades;
- Gás Desconforme;
- Faturamento;
- Força Maior e Término antecipado do contrato;
- Cessão de direitos e obrigações;
- Cap de indenização excessivamente baixo;
- Término do Contrato;
- Cláusula de Compliance;
- Elaboração de Acordo Operacional;
- Reserva de capacidade NTS para fins de aquisição de gás pelo transportador para ações de balanceamento;
- Extensão de prazo para exercício de ações de balanceamento;
- Range de flexibilidade;
- Adequação dos prazos de Programação (harmonização setor elétrico);
- Redução da penalidade referente à variação diária programada;
- Efetivação do modelo de E/S;
- Encargo de Capacidade Não Utilizada (ECNU);
- Interconexão;
- Indenização deve estar vinculada a violação do Contrato de Transporte ou da Lei;
- Troca de titularidade;

- Balanceamento e Penalidades sobre vazão

4. O CdU entende que tais ajustes são fundamentais para assegurar relações equilibradas entre transportadores e usuários do serviço de transporte, o que resultará em benefícios para todos os elos da cadeia do gás. Uma vez equacionados, recomendamos que os mesmos devem ser replicados em todos os contratos de transporte de gás (padronização), guardadas eventuais e justificadas especificidades de cada transportador.

5. Diante do exposto, encaminhamos a Carta nº 004/2025, de 17 de fevereiro de 2025 do CdU para conhecimento, análise e retorno a esta Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis no prazo de trinta (30) dias.

6. Nestes termos, o Ministério de Minas e Energia reforça o seu compromisso com o desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro, com os investidores setoriais, com os consumidores e com a regulação nacional pela ANP.

Documentos Relacionados: I - Carta nº 004/2025-CdU, de 17 de fevereiro de 2025 (SEI nº 1018885).

Atenciosamente,

(assinado eletronicamente)

RENATO CABRAL DIAS DUTRA

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Substituto



Documento assinado eletronicamente por **Renato Cabral Dias Dutra, Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Substituto**, em 06/03/2025, às 14:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1025949** e o código CRC **1547188D**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48380.000026/2025-13

SEI nº 1025949



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Gabinete do Ministro
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, 8º andar, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61) 2032-5041 / gabinete@mme.gov.br

Ofício nº 638/2024/GM-MME

Brasília, na data da assinatura eletrônica.

Ao Senhor

RODOLFO HENRIQUE DE SABOIA

Diretor-Geral

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

Avenida Rio Branco, 65 - 21º andar - Centro

20090-004- Rio de Janeiro – RJ - Brasil

Assunto: Priorização da Ação 2.16: Análise de Impacto Regulatório (AIR) para o Programa de Redução de Concentração de Gás Natural - Gas Release na Agenda Regulatória da ANP.

Prezado Diretor-Geral,

1. Cumprimentando-o cordialmente, referimo-nos ao Programa de Desconcentração Regulada do Mercado de Gás Natural, processo denominado internacionalmente como *Gas Release*, mencionado no art. 33 da Lei nº 14.134/2021, onde foi atribuída a competência da ANP em elaborar diagnóstico acerca das condições concorrenciais do mercado de gás natural e **adotar as providências necessárias à criação de estímulos para ampliação da concorrência**, conforme artigo da Lei transcrito abaixo, sendo este mecanismo também avaliado como pertinente nas reuniões do programa Gás para Empregar.

Art. 33. Caberá à ANP acompanhar o funcionamento do mercado de gás natural e adotar mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás natural com vistas a prevenir condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica.

§ 1º Os mecanismos de que trata o caput deste artigo poderão incluir:

I - medidas de desconcentração de oferta e de cessão compulsória de capacidade de transporte, de escoamento da produção e de processamento;

II - programa de venda de gás natural por meio do qual comercializadores que detenham elevada participação no mercado sejam obrigados a vender, por meio de leilões, parte dos volumes de que são titulares com preço mínimo inicial, quantidade e duração a serem definidos pela ANP; e

III – restrições à venda de gás natural entre produtores nas áreas de produção, ressalvadas situações de ordem técnica ou operacional que possam comprometer a produção de petróleo.

2. Em relação às medidas de *Gas Release*, o § 2º do art. 22 do Decreto nº 10.712/2021 estipulou que a ANP deveria elaborar diagnóstico acerca das condições concorrenciais do mercado de gás natural e adotar as providências necessárias à criação de estímulos para ampliação da concorrência. No entanto, não foi definido uma data para elaboração de tal estudo ou para a adoção de medidas.

3. Dessa maneira, a Resolução nº 3/2022 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) reforçou o Gas Release como uma das diretrizes da transição para um mercado concorrencial e

recomendou que a ANP elaborasse o diagnóstico e uma proposta de programa de Gas Release, no prazo de até 180 dias, conforme transcrito abaixo:

Art. 12. Recomendar que a ANP, em articulação com o Ministério de Minas e Energia, o Ministério da Economia e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, elabore, no prazo de até cento e oitenta dias, diagnóstico acerca das condições concorrenciais do mercado de gás natural e proposta de programa de que trata o art. 5º, inciso VIII.

4. A ANP emitiu a Nota Técnica Conjunta ANP nº 02/2023, com o diagnóstico da concentração do mercado de gás no Brasil, a qual conclui que houve avanços com a liberação de capacidade na malha de transporte e início de acesso ao processamento de gás de terceiros nas UPGNs, mas que os ganhos até agora “ainda representam uma redução (de concentração) pequena, se não marginal”, da participação de mercado da Petrobras e que ainda persistem entraves ao estabelecimento de mercado mais competitivo.

5. Nesse sentido, a nota técnica sugere "a introdução do tema na Agenda Regulatória da ANP, possibilitando o início dos estudos relacionados à Análise de Impacto Regulatório (AIR), mecanismo que ampliará a discussão sobre todos os elementos da análise, garantindo maior legitimidade à atuação regulatória no cumprimento das determinações legais para a eventual aplicação de um programa de *Gas Release* no Brasil", fator considerado pela Diretoria da ANP na Agenda Regulatória de 2022-2023.

6. No contexto da Agenda Regulatória da ANP para o biênio 2022-2023, o tema foi contemplado na ação nº 2.16, que trata da AIR para o eventual Programa de Redução de Concentração de Gás Natural - Liberação de Gás, porém, o atraso no início dessa ação foi justificado na última atualização do cronograma da Agenda Regulatória da ANP, realizada em julho de 2024, com base na Resolução de Diretoria nº 667/2024, mencionada a seguir:

Por determinação da Resolução de Diretoria nº 667/2024:

(i) foram suspensos os cronogramas das ações com início previsto para 2025: “2.10. Serviço de Transporte de Gás Natural”, “**2.16. AIR para Eventual Programa de Redução de Concentração de Gás Natural - Gas Release**”, “4.20. Empresa Comercializadora de Etanol” e “4.21. Estoques mínimos.

7. Entretanto, a necessidade de se estabelecer prazos claros e do cumprimento das diretrizes da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) e no seu respectivo decreto regulamentador servem para tornarem efetivas as medidas para fomentar a concorrência e ampliar a abertura do mercado de gás natural no Brasil. Nesse sentido, a tomada de ações regulatórias para implementação de um ambiente mais competitivo e aberto do setor de gás natural, além de se alinhar às diretrizes da já mencionada Lei do Gás, vai ao encontro dos objetivos da Política Energética Nacional preconizados na Lei nº 9.478/1997 e pelo Decreto nº 10.712/2021, em especial a preservação do interesse nacional, a proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos, e a promoção da concorrência e da liquidez do mercado de gás natural, e a promoção da livre iniciativa para exploração das atividades concorrenciais.

8. Diante do exposto, o Gas Release surge como uma demanda relevante de diferentes agentes do setor — incluindo indústrias, produtores independentes, comercializadores e distribuidores e demais produtores nacionais. Tal iniciativa é significativamente relevante, de modo que é essencial, também na avaliação desta Pasta, que a ANP, dentro as suas competências legais e regulamentares, conforme dispositivos já citados, e respeitada sua autonomia e governança, avalie a possibilidade de tornar prioritária as ações para elaboração da proposta de programa de Gas Release, garantindo maior alinhamento com os objetivos da legislação vigente, com a política energética nacional e tendo em vista os benefícios proporcionados à sociedade brasileira

9. Por fim, anexo a Nota Técnica nº 11/2024/DGN/SNPGB que trata do Programa de Redução de Concentração de Gás Natural - *Gas Release*: Solicitação de Prioridade na Agenda Regulatória da ANP (SEI 0987199).

Cordialmente,

ALEXANDRE SILVEIRA
Ministro de Estado de Minas e Energia



Documento assinado eletronicamente por **Alexandre Silveira de Oliveira, Ministro de Estado de Minas e Energia**, em 02/12/2024, às 17:31, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0989328** e o código CRC **9DFCFDDD**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48380.000226/2024-95

SEI nº 0989328



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61)2032- 5029/(61)2032- 5103 / snpqb@mme.gov.br

Ofício nº 22/2025/SNPGB-MME

Brasília, na data da assinatura eletrônica.

Ao Senhor

ROGÉRIO MANSO

Presidente Executivo

Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto – ATGás

Av. Almirante Barroso, 52, 24º andar, sala 2401-B - Centro

20031-918 - Rio de Janeiro/RJ

E-mail: rogeriomanso@atgas.org.br

C/Cópia:

FABIO TALES BINDEMANN

Diretor

GasOcidente do Mato Grosso Ltda. - GOM

Rodovia dos Imigrantes nº 3770 Km 3,5, Sala 216, Novo Distrito Industrial

78098-840 – Cuiabá/MT

E-mail: fabio.bindemann@ambarenergia.com.br

ERICK PETTENDORFER

CEO / Diretor Presidente

Nova Transportadora do Sudeste S/A – NTS

Praia do Flamengo, nº 200 - 23º andar – Flamengo

22210-030 - Rio de Janeiro/RJ

E-mail: erick.pettendorfer@ntsbrasil.com

GUSTAVO LABANCA

CEO / Diretor Presidente

Transportadora Associada de Gás S/A - TAG

Avenida República do Chile, 330, Torre Leste - 23º andar, Centro

20031-170 - Rio de Janeiro/RJ

E-mail: gustavo.labanca@ntag.com.br

ANGÉLICA GARCIA COBAS LAUREANO

Diretora - Presidente

Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S A – TBG

Praia do Flamengo, nº 200 - 25º andar - Flamengo

22210-901 - Rio de Janeiro/RJ

E-mail: angelica@tgb.com.br

WALTER E. FARIOLI

Diretor Geral

Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. – TSB

Rua Furriel Luiz Antônio Vargas, nº 250, conj. 1304

Assunto: **Debates técnicos e apresentação de propostas a serem encaminhados para análise pelo CMSGN.**

Senhor Presidente Executivo,

1. O setor de gás natural vem passando por importantes alterações legais nos últimos anos visando a uma maior abertura, transparência, melhor aproveitamento do seu energético e busca por preços mais justos e competitivos.
2. A Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, regulamentada pelo Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, revisou o marco legal do setor de gás natural, com a modernização da regulamentação das atividades de escoamento, tratamento, processamento, transporte, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural, visando promover, entre outros, a atração de novos investimentos para o setor, o aumento da concorrência do mercado de gás natural e a redução de assimetria de informações entre os agentes.
3. A Resolução nº 3, de 7 de abril de 2022, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por sua vez, estabeleceu as diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural, os aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência nesse mercado, os fundamentos do período de transição, entre outras providências.
4. O Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE), instituído pela Resolução CNPE nº 1, de 20 de março de 2023, debateu diversas questões e entregou cinco relatórios finais correspondentes aos assuntos de cada comitê temático, disponíveis no *site* do Programa Gás para Empregar.
5. O Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024, decorrente dos intensos debates no GT-GE, trouxe grandes avanços para um mercado de gás natural mais aberto, transparente e com maior preocupação quanto à proteção dos interesses do consumidor, aspectos econômicos e concorrenciais, além da importância do planejamento nacional para melhor coordenação dos projetos setoriais e dos aproveitamentos de ganhos de escala e dos energéticos disponíveis.
6. Ainda decorrente das propostas do GT-GE, a Portaria MME nº 805, de 23 de setembro de 2024, instituiu o Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMSGN) com a finalidade de assessoramento, articulação, monitoramento de políticas públicas, formulação de propostas e deliberações para o setor de gás natural.
7. Diante de todo esse arcabouço legal e de regulamentação ocorridos nos últimos anos, alguns assuntos precisam evoluir e ter uma decisão no período de transição, para que o setor de gás natural possa se desenvolver, torne-se mais aberto, atraia mais investimentos com a devida segurança jurídica e previsibilidade, e tornar o mercado mais competitivo.
8. Neste sentido, visando dar cumprimento ao disposto no art. 6º da Res. CNPE nº 3/2022, que atribuiu ao MME a função de coordenação dos agentes durante o período de transição, para que os participantes do mercado de gás natural possam atuar de forma transparente e coordenada, destacamos a seguir os assuntos aos quais é preciso evoluir no curto prazo, com o respectivo calendário de reuniões.

Adequação dos Contratos Legados aos Contratos de Entrada e Saída Padronizados

9. O § 1º do art. 44 da Lei nº 14.134/2021 dispõe que os contratos de serviço de transporte vigentes na data de publicação dessa Lei serão adequados, no prazo de até 5 (cinco) anos, contados da publicação dessa Lei, ou de até 3 (três) anos, contados da edição da norma regulatória, o que expirar por último, de modo a refletir os novos regimes de contratação de capacidade, preservando a receita auferida pelos transportadores com os respectivos contratos.

10. Considerando a importância do tema e de que o contrato de transporte não gere nenhum tipo de distorção entre os usuários do sistema de transporte, o MME promoverá reuniões específicas com os representantes indicados pelos transportadores de gás natural, Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto (ATGás) e Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nos dias:

Agentes	Data - Horário
Transportadores e ATGás	05/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás e Petrobras	12/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás e Petrobras	19/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás e Petrobras	26/02/2025 – das 14:30 às 18:00

Padronização do Serviço de Transporte – Novos Contratos de Transporte Padronizados

11. Este assunto é tratado no inciso IV do art. 8º da Resolução CNPE nº 3/2022, que dispõe que os agentes observem, durante o período de transição, algumas medidas, como a oferta de serviços de transporte padronizados, que leve em consideração as preferências dos novos usuários, inclusive no que tange à adequação dos contratos de transporte vigentes.

12. Adicionalmente, oportuno comentar o que dispõe o inciso V do art. 4º da mesma Resolução CNPE, de que, entre os objetivos da transição para o mercado concorrencial de gás natural, consta implementar áreas de mercado e respectivos pontos virtuais de comercialização e publicar contratos de transporte padronizados.

13. Considerando a importância do assunto e a necessidade de envolvimento dos principais agentes interessados do setor, informo que o MME já oficiou o Conselho de Usuários do Sistema de Transporte de Gás Natural (CdU) para solicitar que apresente, no prazo de 15 dias, as propostas de alteração e de padronização dos Contratos de Serviço de Transporte e de seus anexos.

14. Em sequência, o Ministério encaminhará as propostas do CdU para os transportadores dutoviários e para a ATGás, os quais deverão responder às solicitações do CdU ao MME no prazo de 30 dias, com as devidas justificativas, em caso de recusa.

15. Posteriormente, caso necessário, o MME promoverá reuniões com os representantes dos agentes, com o seguinte calendário:

Agentes	Data - Horário
Transportadores, ATGás e CdU	11/03/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás e CdU	13/03/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás e CdU	18/03/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás e CdU	20/03/2025 – das 9:30 às 12:00

Definição da Base Regulatória de Ativos de Transporte Transitória

16. O § 3º do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021 dispõe que os operadores das infraestruturas existentes submeterão à aprovação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), no prazo de cento e oitenta dias, contado da data de publicação do Decreto nº 12.153/2024, proposta de base regulatória de ativos, calculada com metodologia amplamente reconhecida, que considere a depreciação do ativo, a amortização do investimento e a remuneração de capital.

17. Considerando a importância do assunto, o MME promoverá reuniões com os representantes dos agentes, com o seguinte calendário:

Agentes	Data - Horário
Transportadores, ATGás	07/02/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás	14/02/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás	20/02/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás	28/02/2025 – das 9:30 às 12:00

Estabelecimento do Regulamento Transitório com Metodologia de Cálculo da Tarifa Postal de Transporte

18. O § 5º do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021 dispõe que, durante o período em que as ações regulatórias referentes às tarifas de transporte não estejam concluídas, a ANP adotará preferencialmente a modalidade postal para as tarifas de transporte, com vistas à mitigação de condições que possam favorecer discrepâncias acentuadas de preços entre as regiões do País.

19. Para estabelecimento da tarifa, faz-se necessário **estabelecer uma metodologia transitória para identificação da receita máxima permitida, bem como, visando promover a previsibilidade aos investidores no sistema de transporte e aos usuários e consumidores nacionais, estabelecer um modelo de Relatório Anual de Transparência de Receitas Recuperadas.**

20. Adicionalmente, considerando que cada transportador possui demandas e receitas distintas para a prestação do serviço de transporte, faz-se necessário **o estabelecimento de procedimento transitório para repasse de receitas entre transportadores.**

21. Considerando a importância dos assuntos, o MME promoverá reuniões com os representantes dos agentes, com os temas subdivididos da seguinte forma:

- **Metodologia transitória para identificação da receita máxima permitida e modelo de relatório anual para transparência de receitas recuperadas:**

Agentes	Data - Horário
Transportadores, ATGás	31/01/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás	04/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás	07/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás	11/02/2025 – das 14:30 às 18:00

- **Metodologia transitória para cálculo da tarifa postal de transporte:**

Agentes	Data - Horário
Transportadores, ATGás	14/02/2025 – das 14:30 às 18:00

- **Procedimento transitório para repasse de receitas entre transportadores:**

Agentes	Data - Horário
Transportadores, ATGás	18/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás	21/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás	25/02/2025 – das 14:30 às 18:00

Proposta de novas tarifas de transporte transitórias:

22. O § 5º do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021 dispõe que, durante o período em que as ações regulatórias referentes às tarifas de transporte não estejam concluídas, a ANP adotará preferencialmente a modalidade postal para as tarifas de transporte, com vistas à mitigação de condições que possam favorecer discrepâncias acentuadas de preços entre as regiões do País.

Agentes	Data - Horário
Transportadores, ATGás	28/02/2025 – das 14:30 às 18:00

Regras transitórias para interconexão entre as infraestruturas do setor de gás natural

23. O § 1º do art. 5º-B do Decreto nº 10.712/2021 dispõe que, para fins do disposto no inciso I do *caput* desse artigo, a ANP estabelecerá as regras de interconexão entre as infraestruturas do setor de gás natural, considerados os diversos modais logísticos associados e a expansão das redes, com vistas à melhor estruturação do mercado concorrencial.

24. Considerando a importância do assunto, o MME promoverá reuniões com os representantes dos agentes, com o seguinte calendário:

Agentes	Data - Horário
Transportadores, ATGás	03/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás	10/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás	17/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás	24/02/2025 – das 14:30 às 18:00

Desenvolvimento de Plataformas Eletrônicas:

25. O § 10 e 11 do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021 dispõe que, Durante o período de transição, até que sejam concluídas as ações regulatórias para atingimento da liquidez do mercado, os transportadores poderão desenvolver plataforma de negociação, balanceamento e comercialização de gás natural e que este custo poderá ser incorporado na tarifa do sistema de transporte, a critério da ANP e que a Res. CNPE nº03/2022, no art 6, incisos II e III aprontam a necessidade de disponibilização de plataformas eletrônicas para oferecimento de capacidade de transporte, para o balanceamento das áreas de mercado de capacidade, e para a comercialização de gás natural, incluindo o mercado de curto prazo, bem como a disponibilização de sistemas de tecnologia de informação para a troca de informações entre os usuários e os operadores das redes.

26. Considerando a importância do assunto, o MME promoverá reuniões com os representantes dos agentes, com o seguinte calendário:

Agentes	Data - Horário
Transportadores, ATGás	04/02/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás	11/02/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás	18/02/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás	25/02/2025 – das 9:30 às 12:00

27. Essas sequências de reuniões destacam o início das discussões e visam coordenar os transportadores e demais envolvidos nos temas, podendo, ao longo dos meses de fevereiro e março, serem agendadas novas reuniões e envolver novos agentes, se houver necessidade.

28. As propostas desenvolvidas pelos agentes envolvidos, sob coordenação do MME, serão oportunamente apresentadas pelo Ministério ao Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMMSGN) e/ou encaminhados para a Diretoria Colegiada da ANP com objetivo de subsidiar o colegiado com propostas técnicas transitórias, para que este avalie e delibere sobre a sua utilização, enquanto os normativos vigentes da Agência não estejam devidamente atualizados em relação aos novos dispositivos legais.

29. Esta ação do MME, como comentado, vem em cumprimento ao disposto no art. 6º da Res. CNPE nº 3/2022, que atribuiu ao Ministério a função de coordenação dos agentes durante o período de transição, para que os participantes do mercado de gás natural possam atuar de forma transparente e coordenada. Além disso, visa ao atendimento do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021, que dispõe que a implementação das providências necessárias para transição da indústria brasileira do gás natural para o modelo estabelecido pela Lei nº 14.134/2021 deverá observar os princípios e diretrizes do CNPE e, no seu § 1º, que a ANP poderá adotar soluções individuais que visem ao atendimento do disposto nessa Lei, respeitado seu rito decisório, até que seja editada regulação específica.

30. Para esclarecimentos adicionais, se houver necessidade, coloco à disposição o Diretor do Departamento de Gás Natural, Marcello Weydt.

31. Nestes termos, o Ministério de Minas e Energia reforça o seu compromisso com o desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro, com os investidores setoriais, com os consumidores e com a regulação nacional pela ANP.

Atenciosamente,

(assinado eletronicamente)
PIETRO ADAMO SAMPAIO MENDES
 Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis



Documento assinado eletronicamente por **Pietro Adamo Sampaio Mendes, Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, em 04/02/2025, às 19:12, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1012604** e o código CRC **C4AE7FD5**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48380.000026/2025-13

SEI nº 1012604

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

DESPACHO

Processo nº: 48300.001150/2025-49

Assunto: Requerimento de Informação - RIC nº 4.613/2025 - Solicitação de resposta oficial.

À Assessoria Parlamentar,

Refiro-me ao Despacho ASPAR (SEI 1120790) com Ofício 1ªSec/RI/E/nº 320 (SEI 1120365), de 23 de setembro de 2025, da Câmara dos Deputados, referente ao Requerimento de Informação - RIC nº 4.613/2025 (SEI 1120366), de autoria do deputado federal Mendonça Filho (UNIÃO-PE).

Em atendimento ao solicitado, encaminho a Nota Informativa nº 16/2025/DGN/SNPGB (SEI 1133617).

Atenciosamente,

(assinado eletronicamente)
RENATO CABRAL DIAS DUTRA

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis



Documento assinado eletronicamente por **Renato Cabral Dias Dutra**, Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, em 21/10/2025, às 23:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1133790** e o código CRC **C91155F1**.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
DEPARTAMENTO DE GÁS NATURAL

NOTA INFORMATIVA Nº 16/2025/DGN/SNPG

1. **SUMÁRIO EXECUTIVO**

1. Esta Nota Informativa tem por objetivo fornecer informações ao Senhor Deputado Federal Mendonça Filho (União/PE) solicitadas por meio do Requerimento de Informação - RIC nº 4.613/2025 acerca da regulamentação da Lei nº 14.134/2021 (Lei do Gás).

2. **INFORMAÇÕES**

2.1. A Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, por meio do Despacho SNPG (SEI 1120996), encaminhou o Despacho ASPAR (SEI 1120790), que transmite, o Requerimento de Informação - RIC nº 4.613/2025 e anexos, de autoria do deputado federal Mendonça Filho (UNIÃO-PE), para análise e resposta.

2.2. O referido Requerimento de Informação requer informações ao Ministro de Estado de Minas e Energia acerca da regulamentação da Lei nº 14.134/2021 (Lei do Gás), conforme transcrito a seguir:

Nos termos do artigo 50, § 2º, da Constituição Federal e dos artigos 115, I, e 116 do Regimento Interno da Câmara dos Deputados, requeiro a Vossa Excelência que sejam solicitadas ao Ministro de Minas e Energia, Sr. Alexandre Silveira de Oliveira, informações acerca da regulamentação da Lei nº 14.134/2021 (Lei do Gás), respondendo, no mínimo, às seguintes perguntas:

1. Quais os resultados obtidos sob a vigência da nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) em termos de investimentos, expansão da malha, promoção da concorrência e redução dos preços do gás natural aos consumidores?

2. De que forma o Ministério de Minas e Energia vem atuando para dar maior efetividade à Lei nº 14.134/2021?

3. Com relação à regulamentação dos critérios para definição dos gasodutos de transporte, conforme disposto no art. 7º, inciso VI da Lei do Gás, que alternativas estão sendo consideradas pelo MME? E que mecanismos estão sendo adotados para ouvir os diversos atores que serão impactados pela regulamentação?

4. Concernente à Minuta de Resolução, disponibilizada no site da ANP, que estudos técnicos fundamentam o texto proposto? Como se compara aos benchmarks internacionais?

5. Ainda no contexto da regulamentação dos gasodutos de transporte, especialistas têm demonstrado preocupação quanto à possibilidade de invasão da competência constitucional dos Estados de explorar os serviços locais de gás canalizado (art. 25, inc. 2º da CF/88). Argumentam que, nesse cenário, o governo federal poderia inclusive vir a "expropriar os governos estaduais". Tal desrespeito ao pacto federativo causaria intensa judicialização e grave instabilidade regulatória, ferindo de morte a regulamentação em gestação. Esse risco está sendo considerado pelo MME? Os potenciais prejuízos foram dimensionados? De que forma a nova regulamentação pretende evitar o conflito federativo, assegurando o respeito à constituição?

2.3. Segue, abaixo, manifestação deste Departamento de Gás Natural acerca de cada uma das questões.

1. Quais os resultados obtidos sob a vigência da nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) em termos de investimentos, expansão da malha, promoção da concorrência e redução dos preços do gás natural aos consumidores?

2.4. O diagnóstico realizado no âmbito do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE) mostra que, embora a Lei nº14.134/2021 tenha estabelecido o arcabouço legal necessário para a abertura do mercado de gás natural, a evolução concreta em termos de investimentos em expansão de infraestrutura e redução de preços ainda não se materializaram plenamente, em razão de gargalos regulatórios, tributários, logísticos e contratuais identificados pelos Comitês.

2.5. Cabe destacar que o GT-GE foi instituído no âmbito do Programa Gás para Empregar, conduzido pelo MME, com o objetivo de elaborar estudos para promover o melhor aproveitamento do gás natural produzido no Brasil. O grupo consolidou dados e diagnósticos de toda a cadeia de valor, envolvendo mais de sessenta instituições públicas e privadas, cujos relatórios reforçam que a abertura do mercado é um processo em curso, sustentado por avanços graduais e estruturais, entretanto algumas medidas adicionais deveriam ser tomadas para superar barreiras em busca de proporcionar a efetividade da Lei do Gás.

2.6. Os relatórios do grupo de trabalho se encontram disponíveis na página <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar> e apresentam um diagnóstico abrangente do setor de gás natural no Brasil dividido entre os temas:

- Oferta
 - Disponibilidade do gás natural (GN);
 - Acesso ao mercado de GN;
 - Modelo de comercialização de Gás Natural da União;
- Demanda
 - Gás para o setor produtivo;; e
 - Papel do GN na transição Energética

2.7. Além do diagnóstico apresentado pelo grupo de trabalho, destacamos a seguir novos desenvolvimentos do setor de gás natural em decorrência da Lei nº14.134/2021e outros desdobramentos pertinentes a essa discussão.

1.1. Investimento e Expansão de Infraestruturas**1.1.1. Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural****1.1.1.1. Projeções de Investimento em Campos**

2.8. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) projeta um ciclo de investimento de grande magnitude para os próximos anos. Com base nos dados declarados pelas empresas operadoras nos Programas Anuais de Trabalho e Orçamento (PAT) e Programas Anuais de Produção (PAP), estima-se que os investimentos na fase de produção dos contratos vigentes possam ultrapassar R\$ 609 bilhões entre 2025 e 2029. Apenas para o ano de 2025, os aportes previstos chegam a cerca de R\$ 140 bilhões (disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/investimentos-em-producao-de-petroleo-e-gas-podem-ultrapassar-r-600-bilhoes-nos-proximos-cinco-anos-2025-2029). Esses números refletem o desenvolvimento contínuo de campos já em produção e a entrada em operação de novos sistemas de produção, majoritariamente no Pré-sal.

2.9. O plano estratégico da Petrobras para o quinquênio 2021-2025, divulgado no final de 2020, corrobora essa tendência de forte investimento. A companhia alocou um CAPEX de US\$ 55 bilhões para o período, dos quais 84%, ou US\$ 46 bilhões, foram direcionados para atividades de E&P. Dentro desse orçamento, a prioridade estratégica é inequívoca: aproximadamente US\$ 32 bilhões, equivalentes a 70% do CAPEX de E&P, foram destinados especificamente para os ativos do Pré-sal (disponível em: <https://conteudos.xpi.com.br/acoes/relatorios/petrobras-petr4-novo-plano-estrategico-2021-2025-e-divulgado-saiba-os-principais-destaques/>). Esta alocação demonstra o foco da empresa em seus ativos de classe mundial em águas profundas e ultra profundas, que oferecem alta produtividade e resiliência econômica.

2.10. Uma análise mais detalhada do plano da Petrobras revela uma disciplina de capital rigorosa. A companhia estabeleceu que apenas projetos resilientes a um preço de petróleo Brent de US\$ 35 por barril seriam aprovados para investimento (disponível em: <https://conteudos.xpi.com.br/acoes/relatorios/petrobras-petr4-novo-plano-estrategico-2021-2025-e-divulgado-saiba-os-principais-destaques/>). Este critério de seleção conservador, quando contrastado com as projeções agregadas da ANP (que compilam planos de todos os operadores com diferentes perfis de risco e custos), sugere que o cenário de investimento nacional é composto por um núcleo de projetos de altíssima resiliência, liderado pela Petrobras, e um conjunto de outros projetos, possivelmente com pontos de equilíbrio (break-even) mais elevados, operados por outras empresas. Isso cria um perfil de risco estratificado dentro das projeções de crescimento do setor, onde o sucesso de alguns projetos pode ser mais sensível a flutuações no preço do petróleo do que os ativos-chave da Petrobras.

2.11. Além do epicentro de investimentos na Bacia de Santos, novos polos de desenvolvimento estão emergindo e atraindo capital significativo. Um exemplo notável é a projeção de investimentos de R\$ 32 bilhões no estado de Sergipe até 2030, impulsionada principalmente pelo programa Sergipe Águas Profundas (SEAP) da Petrobras (disponível em: https://www.se.gov.br/noticias/desenvolvimento/anp_projeta_r_32_bilhoes_em_investimentos_para_sergipe_e_repercuta_agenda_no_estado). Este projeto, que abrange sete campos e prevê a instalação de duas plataformas do tipo FPSO, representa uma diversificação geográfica estratégica. Ao desenvolver um novo hub de produção na bacia de Sergipe-Alagoas, com infraestrutura própria de escoamento de gás, o setor mitiga os riscos associados à excessiva concentração de ativos e logística na Bacia de Santos, ao mesmo tempo que fomenta uma nova cadeia de suprimentos regional e abre uma nova fronteira econômica.

1.1.1.2. Ciclos de Leilões

2.12. A ANP realizou os leilões de petróleo e gás natural nos regimes de concessão e partilha pela Oferta Permanente, que incluem os ciclos: 2º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão e de Partilha (2021) e a 1ª e 2ª Edições da Oferta Permanente de Partilha (2022 e 2023). Houve também a 4ª e 5ª Edições da Oferta Permanente de Concessão em 2023 e 2025.

2.13. Desde 2021, diversos ciclos de leilões foram realizados, com resultados variados que refletem o apetite do mercado por diferentes tipos de ativos:

- 17ª Rodada de Licitações (Outubro de 2021): Realizada sob o modelo de concessão tradicional, esta rodada teve um resultado modesto. Dos 92 blocos ofertados em quatro bacias, apenas cinco foram arrematados, todos na Bacia de Santos. As únicas empresas a apresentar ofertas foram a Shell e a Ecopetrol, que garantiram os blocos com um bônus de assinatura total de R\$ 37,14 milhões e um compromisso de investimento mínimo de R\$ 136,3 milhões (disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2021-10/cinco-blocos-sao-arrematados-na-17a-rodada-de-licitacoes-da-anp>). A homologação do resultado ocorreu em dezembro de 2021 e os contratos foram assinados em março de 2022 (disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/diretoria-da-anp-homologa-resultados-da-17a-rodada).
- 2ª Rodada dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa (Dezembro de 2021): Em contraste, este leilão sob o regime de partilha foi um grande sucesso, arrecadando R\$ 11,14 bilhões em bônus de assinatura para os volumes excedentes dos campos gigantes de Sépia e Atapu, no Pré-sal da Bacia de Santos (disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2021-12/leilao-da-segunda-rodada-de-cessao-onerosa-arrecada-r-11-bilhoes>). A Petrobras, exercendo seu direito de preferência, assegurou a operação de ambos os campos, formando consórcios com grandes players internacionais como TotalEnergies, Petronas, QP Brasil e Shell (disponível em: <https://www.mzgroup.com.br/fatosrelevantes/fato-relevante-resultado-da-2a-rodada-de-licitacoes-dos-volumes-excedentes-da-cessao-onerosa-no-regime-de-partilha-de-producao/>). O resultado demonstrou o altíssimo valor atribuído a ativos de classe mundial, já em produção e com risco exploratório nulo (disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/resultados/arquivos/resultados-licitacoes-volumes-excedentes-ce.xlsx>).
- 3º Ciclo da OPC (Abril de 2022): Este ciclo marcou a consolidação do modelo de Oferta Permanente. Foram arrematados 59 blocos exploratórios em seis bacias, gerando um bônus recorde para o modelo até então, de R\$ 422,4 milhões, com um ágio médio de 854,84%. O leilão atraiu 13 empresas, incluindo novos entrantes, e garantiu mais de R\$ 406 milhões em investimentos exploratórios, revitalizando a atividade em bacias terrestres e marítimas (disponível em: <https://revistaolegasbrasil.com.br/3o-ciclo-da-oferta-permanente-de-cessao-tem-59-blocos-arrematados-e-gerara-mais-de-r-400-milhoes-em-investimentos/>).
- 1º Ciclo da OPP (Dezembro de 2022): O primeiro ciclo de partilha sob o modelo de Oferta Permanente arrecadou R\$ 916 milhões em bônus de assinatura fixos para blocos no Pré-sal. O leilão foi marcado pela competição em áreas de alto potencial como Água Marinha e Norte de Brava, indicando o contínuo e forte interesse das empresas nas melhores áreas do Pré-sal brasileiro (disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2022-12/anp-1o-ciclo-de-partilha-do-pre-sal-arrecada-r-916-milhoes>).
- 4º Ciclo da OPC (Dezembro de 2023): Este leilão estabeleceu um novo recorde em termos de número de blocos arrematados em um único ciclo, com 192 áreas concedidas. A arrecadação em bônus de assinatura foi de R\$ 421,7 milhões, com uma previsão de investimentos de mais de R\$ 2 bilhões na fase de exploração. Destaques importantes incluíram a arrematação de 44 blocos na Bacia de Pelotas, uma nova fronteira exploratória que não recebia ofertas há anos, e a primeira licitação de um bloco localizado além das 200 milhas náuticas. O ciclo também marcou a primeira participação da Petrobras em um leilão da OPC (disponível em: <https://ppi.gov.br/4o-ciclo-da-oferta-permanente-de-cessao-tem-recorde-de-blocos-arrematados-2o-ciclo-no-regime-de-partilha-licita-o-bloco-de-tupinamba/>).
- 2º Ciclo da OPP (Dezembro de 2023): Realizado simultaneamente ao 4º Ciclo da OPC, este certame licitou o bloco de Tupinambá, no pré-sal da Bacia de Santos, que foi arrematado pela BP Energy por um bônus fixo de R\$ 7,047 milhões e um compromisso de investimento de R\$ 360 milhões (disponível em: <https://ppi.gov.br/4o-ciclo-da-oferta-permanente-de-cessao-tem-recorde-de-blocos-arrematados-2o-ciclo-no-regime-de-partilha-licita-o-bloco-de-tupinamba/>).
- 5º Ciclo da OPC (Junho de 2025): Este ciclo se tornou um marco ao registrar a maior arrecadação em bônus de assinatura para a modalidade. O grande protagonista foi a Bacia da Foz do Amazonas, na Margem Equatorial, que concentrou 85% dos bônus pagos e atraiu forte competição entre consórcios formados por supermajors como Chevron, CNPC, Petrobras e ExxonMobil (disponível em: <https://eixos.com.br/petroleo-e-gas/leiloes/foz-do-amazonas-de-volta-petrobras-desbancada-e-estreado-do-agronegocio-veja-o-resultado-do-leilao-da-anp/>). O resultado sinalizou uma aposta estratégica da indústria no potencial da região, apesar dos desafios regulatórios e ambientais. A homologação dos resultados foi concluída em outubro de 2025 (disponível em: <https://ebs.publicnow.com/view/79EF8CE56BFA1D29A3FD769039A4573B432722CB>).

A rodada alcançou um valor recorde de R\$ 989 milhões (disponível em: <https://tnpetroleo.com.br/noticia/oferta-permanente-de-cessao-opc-5o-ciclo-tem-recorde-de-bonus-de-assinatura-1/>) em bônus de assinatura, cifra inédita para leilões no modelo de oferta permanente no regime de concessão, e prevê investimentos exploratórios de R\$ 1,45 bilhão, evidenciando o interesse contínuo da indústria no potencial geológico do Brasil.

Destaca-se ainda o 5º Leilão de Petróleo da União, realizado pela Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), realizado também em junho de 2025. Na ocasião, foram comercializados 74,5 milhões de barris de petróleo, referentes à parcela da União nos contratos de partilha de produção dos campos de Mero, Búzios, Itapu e Sépia. O certame superou as expectativas, arrecadando R\$ 28 bilhões, valor R\$ 3 bilhões acima da estimativa inicial.

Ainda em 2025, destaca-se a realização do 3º Ciclo da Oferta Permanente sob o regime de Partilha de Produção, cuja sessão de oferta pública está prevista para o dia 22 de outubro. Esta rodada contempla sete blocos localizados nas bacias de Santos e Campos — Jasje, Citrimar, Larimar, Ônix, Itaimbezinho, Ametista e Esmeralda — considerados estratégicos para a ampliação da exploração no polígono do pré-sal. Caso todas as áreas ofertadas sejam contratadas, estima-se um bônus de assinatura superior a R\$ 161 milhões e investimentos iniciais da ordem de R\$ 200 milhões, com base apenas no programa exploratório mínimo.

2.14. A trajetória dos leilões desde 2021 demonstra a maturação e o sucesso do modelo de Oferta Permanente. Enquanto as rodadas tradicionais, como a 17ª, apresentaram resultados limitados, os ciclos da OPC, com sua maior flexibilidade, conseguiram atrair um leque diversificado de investidores. Os resultados do 3º e 4º ciclos, em particular, mostram que o modelo foi fundamental para revitalizar bacias maduras terrestres, como Potiguar e Recôncavo, e para abrir novas fronteiras como Pelotas (disponível em: <https://revistaoleogasbrasil.com.br/3o-ciclo-da-oferta-permanente-de-concessao-tem-59-blocos-arrematados-e-gera-mais-de-r-400-milhoes-em-investimentos/>). Essa dinâmica impede que o setor de E&P brasileiro se torne uma "monocultura" do Pré-sal, garantindo a continuidade da atividade em áreas essenciais para as economias regionais.

2.15. Ao mesmo tempo, o resultado do 5º Ciclo da OPC representa uma aposta calculada e de alto risco na Margem Equatorial. A intensa disputa e os bônus elevados pagos pelos blocos na Foz do Amazonas indicam que a avaliação da indústria sobre o potencial geológico da área, comparável às descobertas na Guiana, supera os riscos políticos e ambientais percebidos (disponível em: <https://eixos.com.br/petroleo-e-gas/leiloes/foz-do-amazonas-de-volta-petrobras-desbancada-e-estreado-do-agronegocio-veja-o-resultado-do-leilao-da-anp/>). Este movimento posiciona a Margem Equatorial como o próximo grande capítulo potencial da história exploratória do Brasil.

1.1.1.3. Principais Declarações de Comercialidade

2.16. O período recente testemunhou a declaração de comercialidade de vários projetos estratégicos que sustentarão a produção futura do Brasil:

- Sergipe Águas Profundas – SEAP (Final de 2021 / Início de 2022): A Petrobras declarou a comercialidade de um conjunto de sete campos em águas profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas: Budião, Budião Noroeste, Budião Sudeste, Palombeta, Cavala, Agulhinha e Agulhinha Oeste. Estes campos, localizados nos blocos BM-SEAL-4, 4A, 10 e 11, formam a base do projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP). O desenvolvimento prevê a instalação de duas unidades FPSO, com início de produção a partir de 2026. A primeira unidade, P-81, terá capacidade para produzir 120 mil barris de óleo e 8 milhões de m³ de gás por dia. O projeto também inclui um gasoduto de escoamento com capacidade para 18 milhões de m³ de gás por dia, consolidando um novo polo de produção de gás natural no Nordeste (disponível em: https://www.se.gov.br/noticias/desenvolvimento/petrobras_declara_comercialidade_de_sete_campos_de_exploracao_na_bacia_sergipe_alagoas/).
- Wahoo (2022): A PetroRio (atualmente Prio) obteve a aprovação da ANP para a comercialidade do campo de Wahoo, na Bacia de Campos. O plano de desenvolvimento é um exemplo de otimização de infraestrutura, prevendo a interligação dos poços de Wahoo ao FPSO já em operação no campo de Frade. Esta estratégia de "tie-back" cria um cluster de produção, reduzindo custos e acelerando o tempo para o primeiro óleo. O campo possui reservas estimadas em 126 milhões de barris de óleo de excelente qualidade (disponível em: <https://petronoticias.com.br/anp-aprovou-a-declaracao-de-comercialidade-de-wahoo-na-bacia-de-campos/>).
- Raia Manta & Raia Pintada (Bloco BM-C-33, setembro de 2023): A Equinor, operando em consórcio com a Repsol Sinopec e a Petrobras, submeteu a DC para duas áreas no Pré-sal da Bacia de Campos, sugerindo os nomes de Raia Manta e Raia Pintada. A concessão contém volumes recuperáveis superiores a 1 bilhão de boe, majoritariamente gás natural e condensado. O projeto, com um investimento estimado de US\$ 9 bilhões, é inovador: prevê a instalação de um FPSO capaz de processar o gás em especificação de venda a bordo, sem necessidade de tratamento adicional em terra. O gás será escoado por um novo gasoduto de 200 km até o terminal de Cabiúnas (RJ), com capacidade para injetar 14 milhões de m³/dia no mercado a partir de 2028 (disponível em: <https://repsolsinopec.com.br/noticias/repsol-sinopec-brasil-informa-sobre-a-declaracao-de-comercialidade-de-campos-na-area-do-bloco-bm-c-33/>).
- Bатуíra & Águia Real (2023): Estas declarações, embora em menor escala, ilustram a continuidade da atividade em bacias terrestres. A área de desenvolvimento de Águia Real, operada pela Capixaba Energia Ltda., está localizada na Bacia do Espírito Santo e originou-se do bloco ES-T-487 (disponível em: <https://tnpetroleo.com.br/noticia/anp-passa-a-publicar-summarios-de-novas-declaracoes-de-comercialidade-1/>).
- Campo de Bacalhau: O campo de Bacalhau, localizado na Bacia de Santos e operado pela Equinor (em parceria com ExxonMobil, Petrogal Brasil e PPSA), possui planos de reinjeção de gás associado à produção de petróleo. O reservatório de Bacalhau 1 apresenta condições favoráveis para a reinjeção de gás, enquanto a decisão para Bacalhau 2 (exportação ou reinjeção) estava em fase de avaliação. O projeto de produção inclui poços dedicados à injeção de gás. (disponível em: <https://brasilenergia.com.br/brasilenergia/rio-oil-and-gas-2022/reinjecao-de-gas-do-pre-sal-em-pauta> e <https://brazilfullstream.wordpress.com/o-perfil-de-bacalhau-bm-s-8-carcara/>).
- Gato do Mato: Também situado na Bacia de Santos, o campo de Gato do Mato, operado pela Shell (com participação da TotalEnergies, Petrobras e Repsol Sinopec), confirmou a reinjeção de gás natural como parte inicial de suas operações. A decisão final de investimento (FID) da Shell para o projeto, anunciada em março de 2025, estabelece que a reinjeção de gás será utilizada para suporte de pressão do reservatório, com a possibilidade de exportação futura. O FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) de Gato do Mato foi projetado com capacidade para reinjeção de gás. (disponível em: <https://www.shell.com.br/imprensa/press-releases-2025/shell-investe-no-projeto-gato-do-mato-no-pre-sal-do-brasil.html>, <https://megawhat.energy/economia-e-politica/empresas/shell-toma-decisao-final-sobre-campo-gato-do-mato/>, <https://www.bnamericas.com/pt/feature/shell-planeja-perfurar-10-pocos-em-gato-do-mato> e <https://www.modcc.com/project/detail/gato-do-mato.html>).

1.1.1.4. Projetos Estratégicos

1.1.1.4.1. Desenvolvimento da Oferta de Gás em Bacias Maduras

2.17. O Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE 2020), em conjunto com a cessão de direitos da Petrobras, proporcionou um incremento significativo nas reservas de gás natural. A Bacia de Alagoas, por exemplo, apresentou um crescimento de 25 vezes na reserva de gás natural entre 2021 e 2022.

1.1.1.4.2. Projeto Raia

2.18. O Projeto Raia fica no Bloco BM-C-33, que está localizado no Pré-sal da Bacia de Campos, a cerca de 175 quilômetros do município de Armação dos Búzios, na costa do estado do Rio de Janeiro, onde a lâmina d'água varia de 2.550 a 2.860 metros.

2.19. O desenvolvimento do projeto compreenderá atividades marítimas (offshore) e terrestres (onshore), considerando o sistema de produção e escoamento, bem como as demais atividades relacionadas à produção de óleo e gás.

2.20. O sistema de produção será composto por uma unidade de produção flutuante de armazenamento e transferência do tipo FPSO, além de poços marítimos de produção de petróleo e gás e de injeção de gás (integrantes de outro processo de licenciamento ambiental), equipamentos submarinos e um gasoduto de exportação em trechos marítimo e terrestre. O escoamento do óleo produzido se dará por meio de navios aliviadores.

2.21. O escoamento de gás natural processado será feito por meio de um gasoduto de exportação, com cerca de 200 quilômetros de trecho marítimo, desde a unidade de produção em águas ultra profundas até sua chegada em terra, na praia do Lagomar, localizada no município de Macaé (RJ). O trecho terrestre do gasoduto, de cerca de 4 quilômetros, deverá ser instalado em uma faixa de dutos existente em Macaé (RJ), onde já estão instalados os dutos Enchovão e Rota 2.

2.22. Estima-se que a operação do sistema de produção do Projeto Raia, em sua plena atividade, acrescente à produção do Brasil 126 mil barris de óleo e 16 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia.

2.23. O projeto Raia é operado pela Equinor (35%), em parceria com a Repsol Sinopec (35%) e a Petrobras (30%).

- 2.24. "Declaração de Comercialidade" para os campos de gás "Raia" (no bloco BM-C-33, na Bacia de Campos) foi apresentada pela empresa Equinor à ANP em setembro de 2023. O investimento total estimado é de aproximadamente US\$ 9 bilhões, com o objetivo de conectar os campos a uma infraestrutura de transporte de gás e atender a até 15% da demanda do país quando estiver em produção a partir de 2028, com oferta no mercado de aproximadamente 16 milhões de m³/dia.
- 2.25. Recentemente, em 26/06/2025, o Ibama emitiu a Licença Prévia (LP) nº 678/2025, referente ao sistema de produção e escoamento de petróleo e gás no bloco BM-C-33, o denominado Projeto Raia.
- 2.26. Em setembro, o trecho de 15 km de tubos do Gasoduto Raia foi instalado nas águas rasas da Bacia de Campos, finalizando a primeira etapa de um dos mais importantes projetos de gás natural em desenvolvimento no país. O empreendimento da carteira do Novo PAC tem investimento total de R\$ 43,8 bilhões e deve responder por 15% da demanda nacional quando começar suas operações, previstas para 2028.
- 2.27. Além dos projetos de expansão de oferta descritos, observam-se sinais de amadurecimento e interesse do mercado, refletindo o novo regime de acesso não discriminatório a infraestruturas essenciais. Entretanto a não regulamentação do acesso de terceiros tem gerado elevados riscos aos acessantes e elevado impacto de preço aos consumidores, conforme indicado no Relatório do Comitê 2 do Programa Gás para Empregar, pelos elevados valores de acesso cobrados pela operadores de infraestruturas.

1.1.1.4.3. Projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP)

- 2.28. O projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP) destaca-se como uma importante iniciativa na exploração e produção de hidrocarbonetos, reunindo um conjunto significativo de campos de petróleo e gás natural na Bacia de Sergipe-Alagoas. Este projeto, dividido em módulos, integra jazidas com grande potencial volumétrico, especialmente em gás natural, que é um recurso estratégico para o desenvolvimento energético regional e nacional.
- 2.29. A produção prevista combina elevada capacidade de extração de petróleo, com 120 mil barris por dia, e de gás natural, estimada em até 12 milhões de metros cúbicos diários, com a novidade de que o gás será especificado e exportado diretamente, sem necessidade de tratamento adicional em terra (disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-inicia-contratacao-de-plataformas-do-projeto-sergipe-aguas-profundas>). Isso representa um avanço tecnológico e logístico importante dentro do cenário nacional.
- 2.30. Entretanto a Petrobras vem atrasando significativamente a entrada em operação do campo de petróleo (2026 para 2028 e por último para depois de 2030), cujo o motivo principal parece ser a estratégia da Petrobras de adiar a produção para evitar uma queda no preço do gás natural no mercado, especialmente em meio a discussões sobre o gas release no Congresso, conforme aponta a [VEJA](#) (disponível em: <https://veja.abril.com.br/coluna/radar-economico/petrobras-quer-desacelerar-obra-do-pac-para-evitar-queda-do-preco-do-gas/#:~:text=A%20Petrobras%20buscou%20a%20Casa%20Civil%20para,o%20atraso%2C%20pois%2C%20de%202028%20at%C3%A9%202031%2C>), conforme transcrito a seguir:

"A ideia é atrasar o início do projeto para 2031..., pois, de 2028 até 2031, haverá choque de oferta de gás natural no mercado brasileiro com a entrada em operação do projeto BMC-33 — da Equinor em conjunto com Petrobras e Repsol e também o projeto chamado Sergipe Águas Profundas. O movimento prejudicaria os interesses da companhia, já que a empresa estima que o preço do gás natural caia para algo entre 2 milhões e 3 dólares por milhão de BTU. Caso haja atraso, o preço do gás natural ficaria entre 5 e 6 dólares por milhão de BTU pela restrição de oferta."

1.1.1.4.4. Avanços em Projetos Logísticos Alternativos

- 2.31. O Projeto Integrado Azulão-Jaguatirica (Eneva) é um projeto pioneiro no país, que converte gás natural em Gás Natural Liquefeito (GNL) e o transporta por via rodoviária para a UTE Jaguatirica, em Roraima. Este projeto demonstra a viabilidade da monetização do gás em ambientes desafiadores e com infraestrutura limitada, através de modais alternativos ao dutoviário.

1.1.2. Escoamento e Processamento de Gás Natural

1.1.2.1. Gasoduto Rota 3

- 2.32. O desenvolvimento do gasoduto Rota 3 e sua integração com a UPGN do Comperj/Complexo de Energias Boaventura representam um marco estratégico para o escoamento e processamento de gás natural do Pré-sal brasileiro, com impactos diretos na segurança energética, competitividade industrial e eficiência do setor energético nacional. A operacionalização plena desse projeto integrado não apenas viabiliza o aproveitamento econômico do gás rico produzido na Bacia de Santos, mas também reforça a importância de coordenação eficiente entre infraestrutura física, regulação tarifária e gestão de riscos.
- 2.33. Inaugurado em 2024, o gasoduto possui aproximadamente 355 km de extensão total, sendo 307 km referentes ao trecho marítimo e 48 km ao trecho terrestre, escoando gás natural dos projetos em operação na área do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos até o Complexo Petroquímico do Estado do Rio de Janeiro (Comperj), em Itaboraí, onde está localizada a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN Rota 3).
- 2.34. A vazão projetada de 18 milhões de m³/dia permite uma operação robusta e integrada, enquanto a construção segmentada e licenciada ambientalmente evidencia o rigor técnico adotado para minimizar impactos e assegurar a confiabilidade operacional (disponível em: <https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/empreendimentos/rota-3>).
- 2.35. Em termos financeiros, o projeto integrado – composto basicamente do Gasoduto Rota 3, da UPGN Rota 3 (Complexo de Energias Boaventura) e utilidades associadas – representa cerca de R\$ 14,9 bilhões em investimentos.
- 2.36. Durante sua operação inicial, o gás proveniente da Rota 3 foi parcialmente desviado para tratamento em Cabiúnas, evidenciando a flexibilidade necessária para garantir fornecimento mesmo antes da plena operação da UPGN (disponível em: <https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/w/gasoduto-rota-3-inicia-operacao-parcial-de-escoamento-de-gas-natural>).
- 2.37. A conclusão do gasoduto Itaboraí-Guapimirim (GASIG) em 2024 complementou a infraestrutura de escoamento, permitindo plena utilização da UPGN e eliminando o risco de subutilização identificado nas fases anteriores do projeto (disponível em: https://www.camara.leg.br/internet/comissao/index/mista/orca/orcamento/OR2021/Fiscobras2020/anexo/SINTETICOS/Sint%C3%A9tico_2019_231.pdf). Essa integração evidencia que a eficiência do sistema depende não apenas da infraestrutura de produção e transporte primário, mas também da disponibilidade e interconexão da malha de transporte nacional, reforçando a necessidade de planejamento estratégico conjunto entre operadoras e reguladores.
- 2.38. O processamento do gás na UPGN do Comperj, estruturada em dois módulos com capacidade combinada de 21 milhões de m³/dia, cumpre função essencial ao separar os componentes do gás rico e produzir gás de venda, GLP, C5+ e etano (disponível em: <https://petronoticias.com.br/o-primeiro-modulo-da-upgn-do-antigo-comperj-entrou-em-operacao-comercial-neste-domingo-com-sucesso/>; https://www.camara.leg.br/internet/comissao/index/mista/orca/orcamento/OR2021/Fiscobras2020/anexo/SINTETICOS/Sint%C3%A9tico_2019_231.pdf). Esse processamento não apenas agrega valor econômico, mas também garante a qualidade do gás entregue ao mercado, conforme padrões regulatórios e de consumo industrial. Além disso, o estudo tarifário realizado pela EPE no âmbito do SIE/SIP estabelece parâmetros de remuneração justa e adequada, essencial para a sustentabilidade econômica do projeto (disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-888/Nota%20T%C3%A9cnica%20Tarifas%20SIE-SIP%20REV1%20jun%202025.pdf?utm_source=chatgpt.com).
- 2.39. Com a entrada em operação do segundo módulo da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Complexo de Energias Boaventura, no Rio de Janeiro, o projeto Rota 3 atingiu 100% de funcionamento, divulgou a Petrobras em 05 de maio de 2025. Essa infraestrutura, estratégica para a segurança energética do Brasil, amplia a oferta de gás natural nacional, reduz a dependência de importações e a reinjeção de gás natural por limitação de infraestrutura e eleva a capacidade total de processamento para 21 milhões de m³/dia.
- 2.40. Para o ministro de Minas e Energia, Alexandre Silveira, o avanço representa um passo concreto rumo à soberania energética do país. "A entrada em operação completa da UPGN do Rota 3 é uma vitória do Brasil. Essa é mais uma entrega do programa Gás Para Empregar, levando mais competitividade para a

indústria e gerando oportunidades de trabalho para brasileiras e brasileiros. Estamos ampliando a oferta de gás natural nacional, reduzindo nossa dependência externa e garantindo mais segurança energética para o país”, afirmou o ministro.

2.41. Com a conclusão da UPGN, o Rota 3 se consolida como infraestrutura estratégica para o escoamento e processamento do gás natural produzido no Pré-sal da Bacia de Santos. Além da UPGN e do gasoduto de escoamento, o Complexo de Energias Boaventura abrigará novas termelétricas a gás natural, com previsão de participação em futuros leilões do setor elétrico, e unidades de refino voltadas à produção de combustíveis e lubrificantes (disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/rota-3-atinge-100-de-operacao-e-reforca-seguranca-energetica-do-brasil>).

2.42. É inegável que a plena operação do Rota 3 e da UPGN consolidam o Brasil como um ator relevante na oferta de gás natural, reduzindo a dependência de importações e fortalecendo a competitividade regional. Durante a implementação, foram identificados gargalos e desafios — principalmente o atraso em conexões críticas e a necessidade de definição tarifária transparente — que impactaram temporariamente a capacidade de escoamento e processamento. Contudo, esses obstáculos foram superados, resultando na operação do sistema desde maio de 2025.

2.43. Apesar da operação 100% plena do sistema, a Petrobras esclareceu que os projetos Gasoduto Rota 3, UPGN Rota 3, Dutos Norte Rota 3 e Dutos Norte COMPERJ iniciaram a fase de construção em montagem em 2018, enquanto o projeto Utilidades Rota 3 iniciou a mesma fase em 2010. Todos os projetos integrantes do PIR3 se encontram em fase de implantação e possuem previsão de realização de investimentos até dezembro de 2027, garantindo a expansão e consolidação da infraestrutura necessária.

2.44. Assim, mesmo com a plena operacionalização do complexo, o aporte contínuo de investimentos e a execução faseada são essenciais para manter a capacidade de escoamento e processamento, assegurando o atendimento à demanda crescente e a sustentabilidade econômica do sistema.

2.45. O êxito do escoamento e processamento do gás natural via Rota 3 e Comperj depende de uma coordenação estratégica entre infraestrutura, operação e regulação. É essencial consolidar metodologias tarifárias e manter rigor técnico-operacional. A integração completa do projeto não apenas viabiliza a exploração eficiente do Pré-sal, mas também promove segurança energética, desenvolvimento industrial e valorização dos investimentos em infraestrutura energética nacional.

1.1.2.2. Gasodutos de escoamento em construção ou previstos

2.46. Além do início em operação do gasoduto de escoamento Rota 3, destacam-se como estando em fase de construção ou previstos os projetos:

- Gasoduto Integrante Raias: gasoduto para movimentar o gás natural dos campos de Raia Manta e Raia Pintada, na Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro, denominado Projeto Raias, até o sistema dutoviário de transporte. Na concepção desse projeto, o gás natural produzido será processado no próprio navio de produção (FPSO – Floating Production, Storage and Offloading – unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência de petróleo e gás natural). Assim, o gasoduto movimentará gás já especificado. O Gasoduto Integrante Raias tem capacidade de 16 milhões de m³/dia e comprimento total de 200 km. O Projeto Raias, do qual o gasoduto faz parte, tem como operador a Equinor, que informa um investimento de total de US\$ 9 bilhões (cerca de R\$ 50 bilhões) e início previsto para 2028.
- Gasoduto Rota SEAP: O Projeto SEAP, cuja operadora é a Petrobras, abrange a implantação de dois sistemas de produção de gás natural, denominados SEAP I e SEAP II, na Bacia de Sergipe-Alagoas, no estado de Sergipe, em uma concepção semelhante ao Projeto Raias. Assim, o gás natural produzido será tratado na própria FPSO. Assim, o Gasoduto Rota SEAP movimentará o gás natural já especificado até a malha de transporte, com capacidade de 18 milhões de m³/dia. De acordo com a Petrobras, o processo de contratação para construção das duas unidades de produção de petróleo está em andamento e o início da operação da primeira unidade (SEAP II) está prevista para 2030.

2.47. Por sua vez, a minuta da primeira edição do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB), atualmente em processo de consulta pública, elaborada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), aponta outros gasodutos de escoamento:

- Gasoduto de Escoamento de Bacalhau/Aram – Cubatão: a minuta do PNIIGB propõe a construção de um gasoduto de escoamento conectando as jazidas de Bacalhau, Bacalhau Norte e Aram, na Bacia de Santos, no estado de São Paulo, até Cubatão/SP. Projeções internas de escoamento elaboradas pela EPE indicam que o Campo de Bacalhau terá capacidade de exportar até 8,0 milhões de m³/dia de gás natural e o bloco de Aram poderá exportar outros 4,5 milhões de m³/dia, totalizando 12,5 milhões de m³/dia. O projeto prevê uma nova UPGN em Cubatão. O trecho offshore, incluindo seus ramais, atinge 332 km, enquanto o trecho onshore é de 28 km. O investimento previsto pela EPE é de R\$ 5,06 bilhões. Vale mencionar que a EPE apresenta, na minuta do PNIIGB, alternativa de escoamento somente da produção da jazida de Aram até a plataforma de Mexilhão, caso o potencial de exportação dos campos de Bacalhau não se confirme.
- Gato do Mato - Conexão Rota 2: outro gasoduto proposto pela minuta do PNIIGB é para a exportação do gás natural produzido no Sistema Integrado Gato do Mato, composto pelos campos de Gato do Mato e Sul de Gato do Mato, no Pré-Sal da Bacia de Santos, a cerca de 230 km ao sul da cidade do Rio de Janeiro. Neste caso, a proposta é de se interconectar com o gasoduto de escoamento Rota 2, já existente, por meio de um tie-back de 24 km, com capacidade de 1,5 milhões de m³/dia. Estima-se um custo de R\$ 529 milhões para este gasoduto.

1.1.2.3. Unidades de processamento de gás natural

2.48. Entre novas infraestruturas de processamento de gás natural a entrarem em operação após o início da vigência da nova lei do gás destacam-se:

- UPGN São Roque, em Mata de São João/BA, com capacidade de processamento de 400 mil m³/dia de gás natural. O início de sua operação ocorreu em julho de 2024. O empreendimento é da Petreconcavo S.A.;
- UPGN do Complexo de Energias Boaventura, em Itaboraí/RJ, com capacidade de processamento de 21 milhões de m³/dia de gás natural. O início de sua operação ocorreu em novembro de 2024. Esta UPGN faz parte do Projeto Integrado Rota 3, da Petrobras.

2.49. Além disso, a minuta da primeira edição do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB), atualmente em processo de consulta pública, elaborada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), aponta novas UPGNs:

- UPGN Cubatão: proposta de UPGN para processar o gás natural proveniente das jazidas de Bacalhau, Bacalhau Norte e Aram, na Bacia de Santos, no estado de São Paulo, por meio do gasoduto de escoamento Bacalhau/Aram – Cubatão. Capacidade de processamento de 12,5 milhões de m³/dia e custo estimado de R\$ 2,69 bilhões; e
- UPGN Miranga: empreendimento da Petreconcavo S.A. localizado em Pojuca/BA, com capacidade de processamento de 950 mil m³/dia de gás natural e potencial de expansão para 1,5 milhão de m³/dia. O investimento previsto é de R\$ 344 milhões e entrada comercial estimada para julho de 2027. O processo de autorização desta UPGN pela ANP está em andamento (detalhes adicionais sobre o empreendimento são apresentados na subseção a seguir).

2.50. De outro lado, vale comentar que algumas UPGNs foram desativadas nos últimos anos: UPGN Atalaia, em Aracaju/SE, em 2021; UPGN Candeias, em São Francisco do Conde/BA, em 2022; e UPGN RPBC (Refinaria Presidente Bernardes), em Cubatão/SP, em 2023. Todas essas UPGNs eram da Petrobras.

1.1.2.3.1. Sobre os investimentos na UPGN Miranga

2.51. A decisão da PetroReconcavo de investir R\$ 340 milhões na construção da UPGN Miranga, em Pojuca (BA), reflete diretamente os desafios enfrentados pela empresa diante das barreiras de acesso à infraestrutura de processamento de gás natural controlada pela Petrobras.

2.52. Devido à ausência de regulamentação efetiva sobre o acesso de terceiros às unidades de processamento existentes, o custo de utilização das plantas da Petrobras tornou-se proibitivo, inviabilizando economicamente o uso dessa infraestrutura. Essa situação contraria o princípio estabelecido na legislação setorial, em especial a Lei nº 14.134/2021, o Decreto nº 12.153/2024 (Decreto GT-GE) e a Resolução CNPE nº 03/2022, que determina que o acesso às instalações essenciais deve ocorrer mediante remuneração justa e adequada, promovendo concorrência e eficiência no mercado de gás natural.

2.53. Entretanto, a Petrobras tem se recusado a apresentar informações detalhadas sobre suas condições de acesso e precificação, o que cria assimetria de informações e impede a negociação transparente entre agentes. Nesse contexto, a PetroReconcavo optou por desenvolver infraestrutura própria, buscando autonomia operacional e segurança no escoamento e processamento do gás produzido em seus ativos na Bahia.

2.54. A nova UPGN Miranga, com capacidade inicial de 950 mil m³/dia (expansível para 1,5 milhão de m³/dia), representa o maior investimento industrial já realizado pela empresa e garantirá o processamento integral de sua produção local, sem dependência de terceiros. A unidade deve iniciar operações no 3º trimestre de 2027, ampliando a capacidade total de processamento da PetroReconcavo e consolidando sua posição como um dos principais agentes privados do midstream brasileiro.

2.55. Em síntese, o investimento é uma resposta estratégica à falta de acesso regulado e transparente à infraestrutura da Petrobras, alinhado à busca por eficiência, competitividade e expansão sustentável no mercado de gás natural, em completa afronta a legislação setorial.

1.1.3. Transporte de Gás Natural

2.56. Destacam-se como projetos de expansão da malha de transporte os projetos:

- Gasoduto de transporte Itaboraí-Guapimirim (GASIG);
- Gasfor II; e
- Gasoduto de Transporte Terminal Sergipe.

2.57. O Gasfor II adiciona uma seção paralela a um gasoduto já existente (Gasfor) e contornando a Região Metropolitana de Fortaleza com o objetivo de aumentar a segurança operacional e proporcionar uma futura expansão para a região Nordeste, acima do estado do Rio Grande do Norte.

2.58. O Gasoduto Terminal Sergipe conecta o Terminal de Armazenamento e Regaseificação de GNL da Eneva ao Complexo Termelétrico da Eneva à malha de transporte de gás natural da TAG. O empreendimento possui 25 km de extensão e recebeu R\$ 340 milhões de investimentos.

2.59. Já o GASIG contou com o investimento de 167,55 milhões de reais e resultou na adição de 11 km de extensão a rede de transporte de gás natural interligando Itaboraí a Guapimirim. Projetado com capacidade de transporte de 18,2 milhões de m³ de gás por dia, o duto viabiliza o escoamento do gás do pré-sal pela Rota 3, processado no Complexo de Energia Boa Ventura, localizado no Rio de Janeiro.

2.60. A relação das autorizações de operação desses gasodutos, concedidas pela ANP, são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Autorizações de operação de gasodutos.

Denominação do Gasoduto de Transporte	Origem x Destino	Início de Operação	Nº da Autorização de Operação	Vazão Máxima Autorizada (m ³ /dia)	Extensão (km)
Gasoduto de transporte Itaboraí-Guapimirim (GASIG)	Itaboraí (RJ) x Guapimirim (RJ)	2024	Aut. nº 302, de 28/05/2024	18.200.000	11,0
Gasoduto de Transporte Terminal Sergipe	Barra dos Coqueiros (SE)	2024	Aut. nº 676, de 29/10/2024	14.000.000	25,4
Gasoduto de transporte Horizonte-Caucáia (GASFOR II)	Horizonte (CE) X Caucaia (CE)	2025	Aut. nº 297, de 28/03/2025	1.500.000	82,7

Fonte: ANP.

2.61. Além das obras de expansão da rede de transporte destacam-se os investimentos realizados pelas transportadoras no contexto do programa Novo PAC, que vai investir R\$ 1,8 trilhão em todos os estados do Brasil, sendo R\$ 1,3 trilhão até 2026 e R\$ 0,5 trilhão após 2026. No âmbito desse programa e limitando-se ao escopo de investimentos no setor de transporte de gás natural, destacam-se os projetos apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Projetos infraestrutura de gás natural destinados a empresas transportadoras abarcados no Novo PAC.

Empresa responsável	Nome de divulgação do projeto	Valor previsto do investimento (em milhões)	Investimento realizado até setembro de 2025 (em milhões)
NTS	Corredor Pré-Sal Sul	R\$ 6.905,58	R\$ 1,97
NTS	Ramal Extrema	R\$ 150,88	R\$ 6,22
NTS	ECOMP Japeri	R\$ 756,51	R\$ 6,56
NTS	Corredor Pré-Sal Sul - ERJ SJC	R\$ 21,78	R\$ 0,50
NTS	GASINF	R\$ 1.370,00	R\$ 7,60
NTS	Ponto de recebimento Macaé	R\$ 87,38	R\$ 2,62
NTS	Ecomp Macaé Terminal de	R\$ 877,88	R\$ 0,48
OnCorp	Regaseificação Suape (TRS)	R\$ 320,00	R\$ 25,77
TAG	ECOMP Itajuípe	R\$ 900,00	R\$ 11,02
TAG	GASFOR II	R\$ 589,25	R\$ 568,49

Fonte: Informações fornecidas pelas transportadoras de gás natural para o acompanhamento dos projetos do Novo PAC realizado pelo MME.

1.1.4. Serviço Local de Gás Canalizado

2.62. Com o desenvolvimento do mercado de gás natural, as concessionárias de prestação dos serviços locais de gás canalizado, cuja exploração compete aos Estados, vêm desenvolvendo projetos de expansão das suas malhas.

2.63. Os projetos de prestação dos serviços locais de gás canalizado podem ser objeto de enquadramento para regimes tributários especiais, mais especificamente o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), de trata os arts. 1º a 5º da Lei nº 11.488, de 15 de junho de

2007, e as debêntures incentivadas e de infraestruturas, de que tratam o art. 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, e a Lei nº 14.801, de 9 de janeiro de 2024.

2.64. Para o enquadramento nesses regimes tributários especiais, os titulares dos projetos devem apresentar mais detalhes sobre os projetos e submeter requerimento para o Ministério de Minas e Energia, para fins de acompanhamento de sua implementação. Diante disso, seguem abaixo alguns exemplos de projetos de infraestruturas dos serviços locais de gás canalizado, em implantação:

- **Companhia de Gás de São Paulo (Comgás):** ampliação das redes de prestação dos serviços locais de gás canalizado e investimentos em tecnologias de informação e automação associadas, entre dezembro de 2024 e dezembro de 2025, com previsão de investimento de R\$ 1 bilhão, na Região Metropolitana de São Paulo, Vale do Paraíba, Baixada Santista e interior de São Paulo.
- **Companhia Paranaense de Gás (Compagas):** investimentos na ampliação das redes de serviço local de gás canalizado, na renovação de redes, ramais, conjuntos de regulação, remanejamentos e reforços de redes, e em tecnologia da informação, para dar suporte a esses investimentos, entre julho de 2024 e julho de 2029, com investimentos da ordem de R\$ 500 milhões, no estado do Paraná.
- **Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig):** expansão da rede no estado de Minas Gerais, com investimento total de R\$ 1,3 bilhões, adição de 49 mil clientes, construção de quase 600 km de rede e volume adicional de mais de 280 mil m3/dia. Execução entre janeiro de 2022 e dezembro de 2026.
- **Companhia Potiguar de Gás (Potigás):** expansão da rede de serviço local de gás canalizado, a partir do Município de Mossoró/RN até o Município de Areia Branca/RN, contemplando o lançamento de gasoduto para levar gás para as indústrias do setor salineiro na Região Oeste do Estado, ao longo da rodovia BR-110, totalizando quase 54 quilômetros. Execução entre janeiro de 2025 e junho de 2026, com investimento previsto de R\$ 18 milhões.
- **Companhia de Gás do Estado do Mato Grosso do Sul (MSGÁS):** Construção de Gasoduto de 125 km de extensão, entre os municípios de Três Lagoas e Inocência, para distribuição comercial de gás natural canalizado. Execução entre setembro de 2024 e maio de 2027, com investimento previsto de cerca de R\$ 166 milhões.

2.65. Entretanto, o avanço da infraestrutura do serviço local de gás canalizado tem se apresentado inconsistente ao longo das últimas duas décadas com o crescimento da demanda de gás natural. Essa incoerência é caracterizada pela expansão da extensão da malha de serviço local de gás canalizado em contrassenso com a recente estagnação da demanda do insumo.

2.66. Esse comportamento pode ser observado nas informações publicadas pelo Departamento de Gás Natural nos anexos do Boletim do Gás Natural (disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>) e no próprio boletim do gás natural e é ilustrado no gráfico da Figura 1, que apresenta a série histórica por segmento de consumo sobre a demanda e expansão das redes, elaborado pelo DGN:

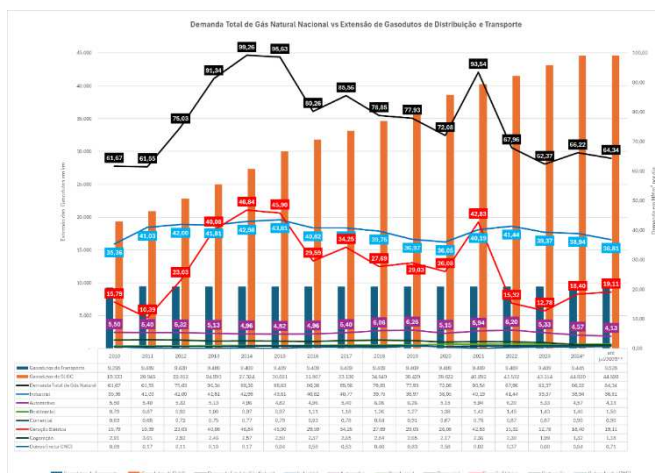


Figura 1: Evolução da extensão das malhas de transporte e serviço local de gás canalizado comparados com a movimentação de gás pelos SLGC. Fontes: ABEGÁS e ANP.

2.67. Sob a análise desses dados, identificamos que o pico de demanda no país ocorreu em 2014, oriundo do pico de demanda do segmento termelétrico, e todos os outros segmentos de consumo estão estáveis nos últimos 10 anos, com tendência de queda nos últimos anos. No ano de 2014, ano histórico de pico de demanda, o segmento logístico de transporte dutoviário detinha 9.409 km de extensão (permanecendo abaixo de 9.600 km até hoje) e as redes do serviço local de canalizado saltaram de 27.324 km em 2014, para 44.620 km em 2025, um aumento de 63% das redes locais apesar da redução histórica da demanda.

2.68. Assim, sob a ótica da demanda, "o crescimento robusto e contínuo da malha do serviço local de gás canalizado" possivelmente sinaliza uma ineficiência econômica, pois não houve expansão da demanda, inclusive, segundo dados do boletim do MME, houve uma retração efetiva da demanda. A expansão do serviço local de gás canalizado de forma desproporcional ao crescimento da demanda onera os preços aos consumidores possivelmente restringe o próprio crescimento do mercado (de demanda) de gás natural no país, contrariando o disposto na legislação setorial, inclusive a Resolução CNPE nº 03/2022, art. 11.

1.2. Promoção da Concorrência

1.2.1. Migração de consumidores para o mercado livre (diversificação da demanda)

2.69. Observa-se também um aumento dos consumidores do mercado livre como demonstrativo de um aumento na diversificação de fornecedores no setor de gás natural. Comportamento esse que tem se efetivado ao longo dos últimos anos.

2.70. Só em 2025 o volume adquirido por consumidores do mercado livre no segmento industrial avançou de 30% em janeiro para 47% em agosto da movimentação de gás natural pelas concessionárias estaduais.

2.71. Ao considerar todos os segmentos de consumidores, o volume movimentado pelo mercado livre se encontra no patamar de 49% do volume movimentado pelas redes locais de gás canalizado.

2.72. Esses valores contrastam com o total da demanda de consumidores do mercado livre de gás, estimada em 2022 como sendo da ordem dos 10% (disponível em: <https://eixos.com.br/gas-natural/um-ano-depois-da-nova-lei-do-gas-gasodutos-comecam-a-sair-do-papel/>).

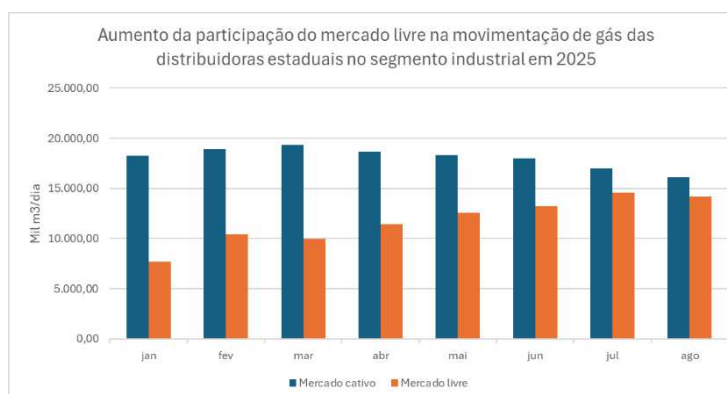


Figura 2: Comparativo do volume de gás movimentado no mercado livre e cativo de gás natural por concessionárias estaduais.
Fonte: Elaboração própria com dados fornecidos pela ABEGÁS.

2.73. Esse movimento em direção ao desenvolvimento do mercado livre é ainda mais evidente ao observar o crescimento no número acumulado de consumidores livres. Conforme o último relatório do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), até novembro de 2022, os consumidores livres representavam 16% do consumo de gás natural.

2.74. No primeiro semestre de 2023, os consumidores livres possuíam cerca de 35 contratos de compra e venda vigentes, cerca de quatro vezes superior ao início de 2020 e respondiam por aproximadamente 12% do consumo de gás no setor no período (de janeiro a maio de 2023). Como pode ser observado na figura abaixo o número acumulado de consumidores livres atingiu 90 em 2025 representando um crescimento que pode ser descrito como exponencial para o setor.

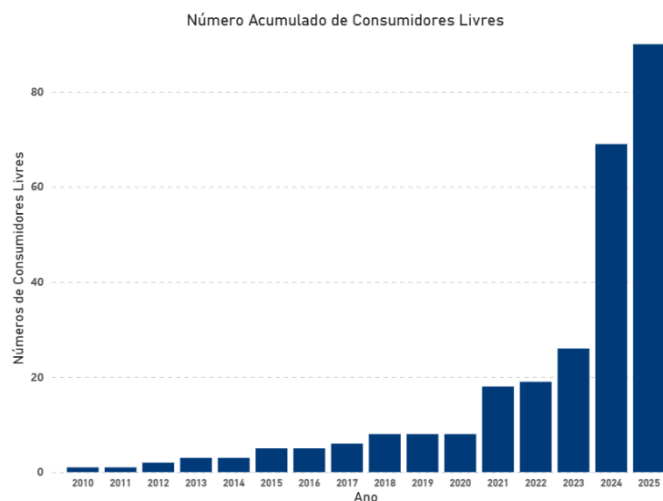


Figura 3: Número acumulado de consumidores livres.
Fonte: Observatório do Gás, FGV.

Importante destacar que o Congresso Nacional, com a edição da Emenda Constitucional 05/95 quebrou a reserva de mercado cativo concedida aos Estados, com a exclusão da "exclusividade de distribuição" do texto constitucional, entretanto, até o presente momento, após 30 anos do comando constitucional, diversas concessionárias estaduais ainda dificultam a migração destes consumidores para o mercado livre, como acontece no estado do Rio de Janeiro, conforme notícia veiculada em <https://eixos.com.br/gas-natural/mercado-de-gas/agenera-multa-naturgy-por-impor-barreiras-ao-mercado-livre-de-gas-no-rio-de-janeiro/> transcrita abaixo:

Agenera multa Naturgy por impor barreiras ao mercado livre de gás no Rio de Janeiro

Indústrias relatam negativas da CEG e CEG Rio a pedidos de migração para mercado livre. Entenda o impasse regulatório

O regulador e as concessionárias de gás do Rio travam um [impasse regulatório](#):

- A regulação fluminense, definida pela Agenera em 2020, prevê que toda indústria com consumo superior a **10 mil m³/dia** pode migrar para o mercado livre.

- A **Naturgy** se escora, por sua vez, nos contratos de concessão das distribuidoras CEG e CEG Rio, de década de 1990, e que definem um piso de **100 mil m³/dia** para a migração — o que limita o universo de potenciais clientes livres no estado.

Agenera vê 'resistência injustificada' da Naturgy

Em seu voto, o conselheiro-relator, **Vladimir Paschoal**, destacou que o piso de 100 mil m³/dia, alegado pela Naturgy, é "incompatível com a evolução do marco regulatório".

E que a postura da distribuidora se trata de uma "resistência injustificada à modernização do setor" que reduz a competitividade da economia do Rio.

1.2.2. Diversificação de agentes ofertantes

2.75. Além dos dados recentes sobre a ampliação do mercado livre, observam-se outros avanços relevantes em termos de concorrência e desconcentração da oferta:

- Entrada de novos agentes — empresas como Shell e Galp passaram a comercializar gás natural diretamente no mercado nacional, enquanto a CNOOC iniciou o escoamento de sua produção.
- Interesse da PPSA em aderir ao Sistema de Escoamento da Bacia de Santos (SIE-BS) — movimento que visa comercializar o gás da União na saída do sistema, o que aumentaria a competitividade e a atratividade da molécula.
- Maior diversificação de fontes e agentes — o número de players atuando na produção e comercialização cresceu desde 2021, tornando o mercado menos concentrado e mais propício à formação de preços competitivos (Figura 4), que mostra a expansão contínua do número de agentes autorizados no setor. Esse avanço demonstra que novas empresas têm conseguido ingressar em diferentes elos da cadeia, indicando uma abertura gradual do mercado antes dominado por poucos participantes.
- Redução do grau de concentração — ainda que a Petrobras permaneça como o principal agente da indústria, observa-se uma redução lenta, porém constante, de seu *market share* na maioria dos segmentos, como indicado na Figura 5. Essa tendência sugere que o processo de desconcentração está em curso, impulsionado pela entrada de novos ofertantes e pelo aumento das alternativas de suprimento.

- Novos contratos de suprimento e entrada de gás importado mantêm movimentação na abertura do setor com o início de operação de terminais de regaseificação e os avanços na integração gasífera regional reforçam o dinamismo recente do setor, ampliando as possibilidades de origem e competitividade da molécula de gás (disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-avanca-na-integracao-regional-do-gas-natural-em-seminario-com-paises-da-america-do-sul>).

2.76. Em conjunto, esses movimentos evidenciam que a **abertura do mercado de gás natural no Brasil vem ocorrendo de forma gradual, mas consistente**, com sinais claros de diversificação de agentes e redução do domínio histórico da Petrobras sobre a oferta.

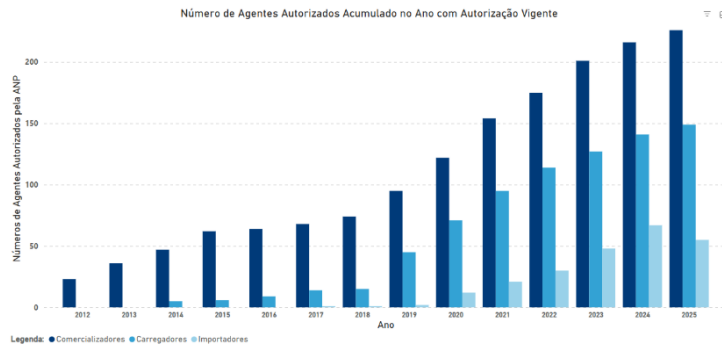


Figura 4: Número de agentes autorizados acumulados no ano.
Fonte: Observatório do Gás, FGV.

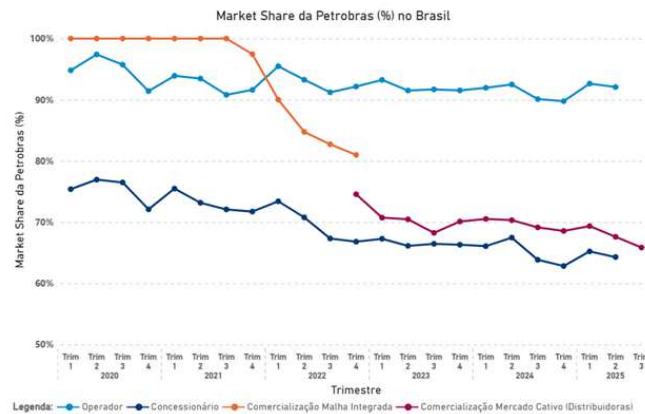


Figura 5: Market share da Petrobras por segmento.
Fonte: Observatório do Gás, FGV (disponível em <https://observatoriodogas.fgv.br/abertura>).

1.2.2.1. Diversificação de agentes ofertantes de gás natural

2.77. O processo de abertura do mercado de gás natural no Brasil avança de forma gradual, combinando conquistas importantes com desafios estruturais que ainda limitam a consolidação de um ambiente plenamente competitivo. Desde 2022, quando se iniciou a primeira grande onda de desconcentração, novos fornecedores passaram a atuar no país, reduzindo parcialmente o domínio histórico da Petrobras e ampliando as opções de suprimento para as concessionárias estaduais e para os consumidores livres.

2.78. Atualmente, cerca de dez empresas privadas já possuem contratos ativos de fornecimento de gás natural, somando compromissos de entrega que ultrapassam 10 milhões de metros cúbicos por dia como apresentado pela Eixos na matéria “O raio-x atualizado da abertura do mercado de gás natural” (disponível em: <https://eixos.com.br/empresas/o-raio-x-atualizado-da-abertura-do-mercado-de-gas-natural/>). Essa movimentação representa aproximadamente 27% do volume total contratado pelas concessionárias estaduais em 2024 — um avanço relevante se comparado à situação de poucos anos atrás, quando a Petrobras detinha praticamente todo o mercado.

2.79. O progresso, entretanto, não ocorre de forma homogênea. O Nordeste desponta como a região mais dinâmica da abertura, com mais de 70% do volume contratado proveniente de fornecedores privados. Esse desempenho contrasta com o do Sudeste e do Sul, onde a participação de novos agentes ainda é modesta, situando-se entre 10% e 20%. Essa diferença regional reflete o papel mais ativo de algumas concessionárias estaduais, como a Bahiagás, que já firmou contratos com múltiplos supridores e vem ampliando a diversidade de suas fontes de gás.

2.80. Paralelamente, observa-se o surgimento de novos projetos de infraestrutura voltados à importação e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), incluindo terminais de pequena escala. Essas iniciativas têm potencial para diversificar o suprimento nacional e reduzir a dependência do gás produzido pela Petrobras, porém o cenário de maior dependência da importação de GNL para a matriz energética brasileira possui aspectos indesejáveis.

2.81. Apesar dos avanços, o processo de abertura ainda enfrenta entraves significativos. A estatal continua responsável pela maior parte da produção nacional — com participação que deve se manter acima de 65% até 2026 — e permanece como principal referência de preços para o mercado. Esse domínio estrutural impõe limites à competitividade, sobretudo em regiões onde a infraestrutura de transporte e os contratos de longo prazo ainda estão fortemente atrelados à empresa.

2.82. Além disso, instrumentos essenciais para acelerar a desconcentração, como o programa de liberação de gás (gas release), seguem em fase de estudo e ainda não foram implementados pela ANP. Da mesma forma, o Termo de Compromisso de Cessação (TCC), firmado pela Petrobras junto ao Cade para promover a abertura do setor, está sendo revisto, o que reforça a percepção de que as medidas concorrenciais ainda carecem de efetividade prática.

2.83. Mesmo com esse cenário de transição, os primeiros resultados da competição começam a se refletir timidamente nos preços. Nas regiões Norte e Nordeste, por exemplo, o gás fornecido às concessionárias apresenta valores até 20% inferiores aos praticados no Sudeste e no Sul, sinalizando que a presença de novos agentes tem impacto positivo na moderação de custos e na criação de alternativas para os consumidores (<https://eixos.com.br/empresas/o-raio-x-atualizado-da-abertura-do-mercado-de-gas-natural/>).

2.84. Desse modo, a abertura do mercado brasileiro de gás natural é um processo real, mas ainda incompleto. O país avança na direção de um modelo mais plural, com novos fornecedores, diversificação de contratos e ampliação da infraestrutura de importação. No entanto, a consolidação de um ambiente competitivo e transparente dependerá da efetiva redução da concentração da Petrobras, do fortalecimento da regulação e da expansão da malha logística capaz de integrar produtores, comercializadores e consumidores em condições equilibradas e da devida remuneração e acesso às infraestruturas nacionais, conforme prevê a legislação setorial.

1.2.2.2. Desafios Regulatórios no Acesso a Infraestruturas de Escoamento e Processamento

2.85. Apesar dos avanços na abertura do mercado de gás natural, incluindo a entrada de novos agentes e o aumento da competição, persistem desafios de acesso às infraestruturas essenciais de escoamento e processamento. Esses obstáculos constituem barreiras estruturais à consolidação de um ambiente concorrencial equilibrado e limitam a plena capacidade de novos agentes exercerem competitividade efetiva no setor.

2.86. No âmbito do Comitê Temático 2 (CT-2), diversos agentes da indústria do gás natural relataram desafios e dificuldades enfrentadas no acesso às infraestruturas de escoamento e processamento, destacando, entre outros aspectos, os elevados valores de acesso cobrados pelos detentores dessas instalações, que possuem características de monopólio natural, o que facilita o operador da infraestrutura exercer um poder excessivo na negociação de acesso de terceiros, conforme os abusos relatados aos integrantes do GT-GE (inclusive para os representantes da ANP no GT) durante as oitivas dos agentes.

2.87. Dessa forma, o Decreto nº 10.712/2021 foi alterado pelo Decreto nº 12.153/2024 visando trazer comandos mais objetivos para atendimentos pelos agentes e pela ANP, ao estabelecer diversos comandos sobre remuneração econômica (requisitos para autorização), inclusive com dispositivos sobre pressupostos para o acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento e de processamento.

2.88. O que se busca é que a ANP promova o devido tratamento regulatório e não discriminatório para acesso às infraestruturas de gás natural fundamentais para aumentar a oferta de gás natural e para um ambiente concorrencial saudável e isonômico. Ainda que no momento o proprietário esteja utilizando quase a integralidade da capacidade autorizada, essa situação pode não ocorrer em outro momento e, eventualmente, a ANP poderá, respeitada a viabilidade técnico-econômica, determinar a adequação da capacidade operacional das infraestruturas de produção, escoamento, tratamento, processamento e transporte de gás natural e seus derivados, sendo um passo essencial para garantir o acesso de terceiros a tais infraestruturas, bem como para adequá-la devidamente para garantir o abastecimento nacional e a garantia da oferta de derivados aos consumidores nacionais. Assim, é essencial o envio e a publicidade das informações técnicas e econômicas, para definir adequadamente, com base nas melhores informações disponíveis, a tarifa referencial de acesso à infraestrutura de escoamento e processamento, facilitando a negociação de acesso.

2.89. Além do disposto acima, apesar de serem apontamentos públicos, destacamos abaixo os principais problemas setoriais identificados:

a) Pela oitiva dos agentes e dos diagnósticos apresentados no Relatório do Comitê Temático 2: Acesso ao Mercado de GN do Programa Gás para Empregar, transcritos abaixo:

- **Penalidades no Acesso às Infraestruturas (escoamento, processamento e transporte):**
 - altos valores de penalidades, mesmo quando as ocorrências não prejudicam o sistema;
 - penalidades diferentes para situações idênticas (cada operador de infraestrutura com uma penalidade diferente);
 - penalidade sendo paga pelo agente que não deu causa;
 - regras de penalidades não aderentes com as condições normais de oferta e demanda; e
 - penalidades inibem maior oferta de gás natural (elevado risco observado pelos acessantes tem inibido maior oferta de gás natural).
- **Falta de transparência (escoamento e processamento):**
 - não há clareza sobre capacidade disponível nas infraestruturas existentes;
 - não há transparência nas informações sobre os custos, depreciação e operação dos ativos;
 - falta de transparência quanto à razoabilidade dos investimentos nas infraestruturas existentes; e
 - não há disponibilização pública de informações previamente à negociação de acesso.
- **Remuneração da infraestrutura:**
 - não há clareza na definição da remuneração para o acesso às infraestruturas;
 - não há clareza sobre remuneração de investimentos realizados por terceiros e doados para Petrobras; e
 - não há definição de remuneração para novas infraestruturas.
- **Ampliação de capacidade existente:**
 - falta de clareza sobre o processo de ampliação de infraestruturas por terceiros.
- **Alto custo do acesso ao escoamento e processamento:**
 - empilhamento dos custos de todos os elos da cadeia acaba fazendo com que a venda do gás para a Petrobras nos primeiros elos da cadeia seja mais vantajosa;
 - há a possibilidade de alguns investimentos em UPGNs não terem sido realizados pela Petrobras, mas sendo considerados no custo de acesso;
 - custo do acesso prejudica competitividade do gás natural e surgimento de mercado concorrencial; e
 - complexidade na operação exigindo equipe capacitada.
- **Penalidades:**
 - há pouca ou nenhuma margem de negociação das penalidades previstas nos contratos;
 - ausência de cláusulas mínimas que deveriam constar nos contratos;
 - várias penalidades são decorrentes de falhas ou reprogramações da operação da produção;
 - escoamento e processamento de responsabilidade da Petrobras - agentes não têm atuação nessas operações - penalização sem dar causa; e
 - falha em um elo da cadeia geralmente se propaga nos demais elos, tornando as penalidades cumulativas.
- **Proporcionalidade das penalidades/elevada penalidade:**
 - não há mercado com produtos de flexibilidade - falta de maturidade do mercado;
 - custo dos produtos atuais de flexibilidade é alto;
 - as penalidades não são proporcionais aos eventuais efeitos negativos à operação do sistema; e
 - há produtores de gás não associado que preferem não vender mais gás, pois podem incorrer em penalidades.
- **Penalidades viram receita para detentor da infraestrutura:**

- as penalidades pagas pelos agentes viram receita do detentor da infraestrutura, não revertendo para melhoria do sistema.
- **Forma de contratação do acesso:**
 - não há clareza sobre forma de contratação de acesso;
 - necessidade de mitigação do risco de conseguir acesso a um elo, mas não conseguir em outro elo da cadeia, visto ser uma indústria de rede; e
 - Petrobras sugere coordenação para contratação conjunta de escoamento, processamento e transporte.
- **Prazo longo de contratação**
 - não é possível fazer contratos de curto prazo; e
 - só é possível sair dos contratos se ceder para um terceiro.
- **Direito de preferência de proprietário:**
 - pode criar ociosidade e não permitir outros produtores negociarem acesso.
- **Código de conduta e prática de acesso à infraestrutura:**
 - código elaborado pelo IBP não foi submetido à aprovação da ANP; e
 - não há diretrizes estabelecidas pela ANP para a elaboração dos códigos de conduta e prática de acesso às infraestruturas.
- **Venda de LGN e C5+ para o detentor da Infraestrutura decorrente do Acesso Negociado:**
 - existe praticamente apenas um único comprador de LGN e C5+ (operador da infraestrutura), para o qual os agentes acessantes são obrigados a vender com significativo desconto em relação ao preço de mercado;
 - definição da alocação de produção dos produtos (quantidade e local) é feita pela Petrobras e não necessariamente visa ao atendimento dos acessantes - acessantes são apenas informados e obrigados a tomar providências para a comercialização dos produtos;
 - riscos de falha e erros/mudanças de programação, mesmo causados pela Petrobras, são assumidos pelos acessantes;
 - operação complexa aumenta riscos e custos; e
 - não há negociação de acesso a refinarias.
- **Processamento não é contratualmente integrado:**
 - contratação de acesso é por UPGN;
 - custo do acesso interruptível às UPGNs é o dobro do acesso firme, mas quem controla a operação é a Petrobras; e
 - acesso firme se paga mesmo que não utilize - mesmo em caso de parada para manutenção.
- **Carência de novas infraestruturas de escoamento da produção, unidades de processamento e transporte:**
 - os agentes produtores não conseguem se coordenar, pois novos campos surgem ao longo do tempo (tempos distintos);
 - agentes têm interesses conflitantes entre si (são concorrentes);
 - agentes têm poderes econômicos e “forças de negociação” distintas;
 - não tem ninguém que coordene os agentes de forma isonômica: agentes tentam se coordenar “sozinhos”;
 - havendo um planejamento, deve envolver desde escoamento até a concessionária estadual de gás canalizado; e
 - necessidade de sinalização para planejamento dos investimentos de longo prazo.
- **Contratos desequilibrados de compra e venda de gás natural entre produtores e Petrobras:**
 - condições de venda inviabilizam maior oferta de gás natural pelos produtores; e
 - contratos bem desequilibrados, firmados quando a Petrobras não permitia acesso de terceiro às suas infraestruturas.
- **Aquisição de campo com obrigatoriedade de compra de gás da Petrobras:**
 - venda casada: contrato firmado no desinvestimento de um campo prevê venda do gás produzido para a Petrobras por um preço muito inferior ao que é obrigado a comprar para a operação de um outro campo.

b) pelo conteúdo da Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022, que indica que os "CADERNOS DE BOAS PRÁTICAS DE GÁS NATURAL" PUBLICADOS PELO IBP, que são utilizados pela Petrobras e pelos coproprietários no estabelecimento das regras contidas nos contratos de acesso, são ilegais conforme transcrito abaixo:

Dado o exposto na presente Seção, é possível afirmar que o Caderno de Boas Práticas não se configura como um código de conduta e prática de acesso à infraestrutura, em conformidade com o disposto no §2º do art. 28 da Lei nº 14.134/2021, em razão da forma como foi concebido e pela sua limitação de conteúdo. (grifos nossos).

c) pela declaração no auditório do painel Talk shows C-Level 1x1 - Gas Week 2025 da Diretora Técnica da PPSA, Sra. Tabita Loureiro, que apontou a experiência do processo de negociação com a Petrobras e coproprietários do SIE e SIP, em parte transcrita abaixo:

Vocês vão lembrar que ano passado eu estive aqui na Gas Week e que eu falei que a PPSA estava correndo atrás da Resolução do CNPE para que pudesse acessar a infraestrutura, tanto o SIE quanto o SIP, e que a gente conseguisse pelo menos fazer um leilão para chegar ao mercado ainda esse ano.

Pois bem, trabalhamos em conjunto com o Ministério de Minas e Energia em conjunto com os outros ministérios e conseguimos a nossa resolução.

Foi publicada e assinamos o nosso NDA com os detentores do SIE e os detentores SIP.

Fomos estudar esses contratos e quando **nós fomos estudar esses contratos, que são complexos. São 13 contratos e nós entendemos que os riscos associados a esse contrato para a PPSA não dão. A grande verdade é que se a gente tivesse hoje operando no SIE e no SIP, nós estaríamos operando no prejuízo!**

Por isso nós demos um *step back* e não fomos a leilão nós não fizemos um leilão para vender na saída do SIE ou na saída do SIP porque para a União não seria vantajoso.

Conforme nós fomos aprendendo as cláusulas e como é que funcionava, a gente constatou que hoje, se você não é detentor proprietário das infraestruturas infelizmente você não tem condições de competir! Então a gente não tem condição hoje de colocar um gás competitivo no mercado!

A grande verdade é que isso cria uma distorção concorrencial para o mercado, hoje é não só a PPSA, mas qualquer outro novo entrante que quiser colocar o seu gás no mercado, vai encontrar uma série de riscos, de penalidades, curvas contratadas no passado e que não se concretizam, mas você precisa pagar por isso tudo e no final das contas você não vai conseguir sair com um gás competitivo e por vezes você vai sair até com prejuízo, isso independente de volume, independente do volume, mas assim é principalmente.

Quem está muito mais exposto é quem está em um campo só, porque se você tiver em vários, dependendo da curva contratada, você ainda consegue ali fazer, mas, por certo, **é que hoje a remuneração que os detentores do SIE-BS do SIP te cobram você nunca vai enxergar, você vai enxergar talvez 1, 2, 3, 4 vezes mais do que hoje de fato é essa remuneração.**

[...]

A lei fala que o acesso é negociado, não discriminatório, remuneração justa e adequada então nós estamos atrás de acesso negociado não discriminatório remuneração justa e adequada e acima de tudo transparência, como somos órgãos do governo, nós precisamos dar transparência a isso tudo, **então nós abrimos uma negociação, nós estamos em plena negociação e é uma negociação difícil.**

[...]

quando eu entro nessas negociações e **eu rodo, rodo, rodo, rodo, rodo e a gente não consegue sair do lugar.** Existe uma disposição muito grande de te explicar o status quo, mas **não existe uma disposição de mudar o status quo** e é isso que a gente está precisando.

[...]

eu estava lendo o relatório da Agência Nacional do Petróleo de acesso à infraestrutura essencial e ela citou a Agência Internacional de Energia e fala assim: "**Para que o acesso a terceiros seja eficaz e eficiente é necessário que seus procedimentos e condições sejam não discriminatórios justo para as partes e promovam o ingresso de novos agentes e a concorrência. É tudo isso que nós buscamos: o ingresso de novos agentes e a concorrência. Hoje ninguém ingressa, concorrência difícil. Justo para as partes: é isso que a gente precisa buscar.**

[...]

Se você olhar o boletim de gás natural você vai ver lá o preço o preço do gás natural para o residencial, você vai ver 36 por milhão de BTU, o preço para a indústria é menor: 16 por milhão de BTU, o preço para o automotivo que foi falado aqui por milhão de BTU, se você pegar o preço residência: 36 por milhão de BTU e **o quanto hoje eu recebo da minha molécula? Eu não recebo nem 10% desse valor. Muito mais de 90% estão na mão de custos de infraestrutura, de imposto. Se o produtor ganha, o escoador ganha, o processador ganha, o transportador ganha, o distribuidor ganha, todo mundo maximiza, pensa no seu status quo [...]** É o consumido brasileiro que perde!

[...]

O mercado fala fala com a gente. Eu recebo inúmeras pessoas que querem também acessar e que não conseguem. Inúmeras empresas não têm coragem de formalizar! No nosso caso a gente tem um anseio do governo para que a gente possa ofertar esse gás competitivo ao mercado.

Você vê o governo falando que gostaria que a PPSA fizesse um leilão até o final do ano, um leilão de longo prazo para estimular a nova demanda para que a gente possa vender esse gás a partir lá de quando a nossa curva dá aquele pico vender aquele gás para que a gente possa estimular a nova demanda e e eu volto para o governo falo assim: "**Mas eu hoje não consigo fazer isso se as negociações não forem bem-sucedidas, porque é que preço que eu vou vender, quanto que a União vai se expor né, nós vamos começar a operar no prejuízo**". Para a gente poder fazer esse leilão, o nosso dever de casa é encerrar essas negociações e, infelizmente se não der certo, nós vamos né ter que direcionar isso para a Agência Nacional do Petróleo.

[...]

Não adianta gente, às vezes assim: todo mundo vai se reunir, vai ser bonzinho e vai fazer isso. Não adianta gente. Se a gente não tiver ali o órgão regulador, principalmente numa indústria de rede, uma indústria de monopólio natural, não vai funcionar. Então o órgão regulador tem que ser forte tem que ser atuante e tem que fazer o dever de casa.

[...]

O melhor caminho são essas três letrinhas: **A N P.**

2.90. Diante da criticidade das condições de acesso ao escoamento e processamento, que estão publicizados no Relatório do Comitê Temático 2: Acesso ao Mercado de GN do Programa Gás para Empregar, no discurso da Diretora Técnica da PPSA no Talk shows C-Level 1x1 - Gas Week 2025 e da ilegalidade apontada na Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022, além dos descumprimentos dos comandos legais destacados acima em relação aos requisitos para autorização, dentre outros, previstos na Lei nº 9.478/1997, no Decreto nº 2.455/1998, na Lei nº 14.134/2021, no Decreto nº 10.712/2021 (recentemente alterado pelo Decreto nº 12.153/2024) e na Res. CNPE nº 03/2022, **é peremptória a necessidade de atuação imediata da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis para reverter tais comportamentos e mitigar, o mais breve possível, o impacto aos usuários, aos consumidores de gás natural e a economia nacional.**

2.91. Desta forma, em caráter não exaustivo, considerando os valores de acesso observados pelos usuários, o MME recomendou que a ANP, no cumprimento das suas competências legais:

I. notifique imediatamente todos os agentes detentores de infraestruturas de escoamento e de processamento a apresentarem os dados de investimentos, custos operacionais e todo e qualquer outro valor utilizado para determinação da receita máxima a ser recuperada no exercício das suas atividades e do consequente valor para acesso de terceiros, como curvas de produção (efetivas e utilizadas para cálculo do valor de acesso), no prazo máximo de 30 dias corridos, em cumprimento ao § 3º do Art. 26, além dos dispositivos contidos no § 6º do Art. 6º-F, ambos dispostos no DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021;

II. Submeta todas as informações apresentadas a amplo escrutínio público, para devido conhecimento e contribuições pela sociedade brasileira, com destaque para os usuários e para os consumidores de gás natural;

III. analise as informações apresentadas pelos agentes, inclusive sob a ótica da eficiência dos investimentos e dos custos operacionais e em relação à utilização destas infraestruturas, e apresentem o resultado da análise à consulta pública para contribuições e reconheçam a decisão final proferida pela Diretoria Colegiada desta ANP da receita máxima permitida destes processos em autorizações específicas para estas infraestruturas, suas correções, projeções de valores, inclusive dos respectivos valores referenciais para o acesso negociado, em cumprimento ao § 7º do Art. 6º-F do DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021;

2.92. Considerando os atuais valores de acesso observados pelos usuários e o grave impacto destes nos preços observados pelos consumidores nacionais e à economia nacional, o MME recomendou que a ANP, no cumprimento das suas competências legais:

I. adote imediatamente um valor transitório para base regulatória de ativos (para escoamento e processamento), além dos demais valores a serem utilizados para identificação da devida remuneração de investimento e dos custos operacionais, de forma a identificar por meio receita máxima, um valor justo e razoável transitório para o acesso de terceiros, inclusive a serem considerados pelos próprios detentores das infraestruturas, caso sejam utilizadores destas, sendo sugerida a utilização do Estudo das Tarifas de Escoamento e Processamento para os Sistemas Integrados SIE e SIP, realizado pela EPE com as melhores informações disponíveis, em cumprimento ao § 4º do Art. 26 do DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021

II. identificado o valor justo e razoável transitório para o acesso de terceiros, notifique imediatamente os operadores das infraestruturas e respectivos usuários (inclusive para o detentor da infraestrutura que também é usuário da mesma), para ajustarem os contratos de acesso existentes de forma a refletir os novos valores transitórios para o acesso, em cumprimento aos § 1º e § 2º do Art. 22-E do DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021;

III. notifique imediatamente os atuais acessantes para que concedam as mesmas reduções de valor de acesso ao escoamento e processamento aos atuais e futuros contratos de suprimento de gás natural, e assim sucessivamente, caso haja comercializador ou concessionária estadual envolvidos, de forma que os consumidores livres ou consumidores cativos das concessionárias estaduais sejam contemplados com a respectiva redução de valores de acesso que impactam seus respectivos preços, em cumprimento aos § 1º e § 2º do Art. 22-E do DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021, ou seja, sob nenhuma hipótese, a redução do valor de acesso se torne margem para o acessante ou utilizador da infraestrutura, inclusive o sócio investidor.

2.93. **Considerando as atuais regras de acesso, que proporcionam elevado risco aos usuários das infraestruturas de escoamento e de processamento, o MME recomendou que a ANP, no cumprimento das suas competências legais, notifique os proprietários das instalações e os terceiros interessados no acesso para elaborarem o código de conduta e prática de acesso à infraestrutura, de forma que estes atendam a legislação setorial e os pressupostos de acesso regulamentados pelos Art. 11-A e Art. 11-B do DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021.**

2.94. Por fim, o MME apontou que, caso a ANP julgue pertinente, poderá **firmar termo de ajustamento de conduta** com os agentes do setor, em atendimento ao disposto no Art. 22-E, conforme transcrito abaixo:

Art. 22-E. A ANP poderá firmar termo de ajustamento de conduta com os agentes do setor, na hipótese de identificar indícios de comportamentos de agentes da indústria do gás natural ou constatar quaisquer medidas que dificultem, tendam a dificultar ou impeçam a abertura do mercado ou a sua liquidez, ou que possam prejudicar a oferta ao consumidor ou os objetivos estabelecidos na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e na Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, observados os requisitos previstos no art. 4º-A da Lei nº 9.469, de 10 de julho de 1997.

§ 1º A ANP deverá requerer a adequação de todo instrumento, como contratos de suprimento, contratos de acesso às infraestruturas, inclusive o código de conduta e prática de acesso à infraestrutura elaborado pelos proprietários das infraestruturas nos termos do disposto no art. 28, § 2º, da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, caso

identifique dissonância com as normas legais ou regulamentares e com as boas práticas internacionais da indústria de petróleo e gás natural. (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024).

§ 2º Os contratos de acesso às infraestruturas vigentes serão adequados sempre que houver evolução regulatória pela ANP ou atualização da regulamentação do acesso de terceiros às infraestruturas ou dos códigos de conduta e prática de acesso à infraestrutura.

§ 3º A ANP poderá estabelecer restrições, limites ou condições para utilização das infraestruturas pelos seus proprietários e pelas empresas interessadas no acesso, com vistas a promover a efetiva concorrência entre os agentes, especialmente no que se refere a obtenção e transferência de titularidade, acesso às infraestruturas, autorizações, concentração societária e realização de negócios entre partes vinculadas. (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024) .

§ 4º A adoção das medidas de que trata este artigo não afasta a aplicação do disposto no art. 33, § 1º, da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021.

1.2.2.3. Fechamento de mercado pela Petrobras

2.95. O processo de abertura do mercado de gás natural no Brasil tem como objetivo central estimular a competição, reduzir preços e ampliar a segurança de suprimento por meio da diversificação de agentes e fontes. Apesar dos avanços regulatórios recentes, a estrutura de mercado continua fortemente concentrada na Petrobras, cuja atuação exerce influência determinante sobre a formação de preços e as condições de comercialização no país.

2.96. De acordo com o relatório LatAm *Insights – Petrobras: new gas policy (disponível em: <https://www.rystadenergy.com/insights/petrobras-new-gas-policy-in-brazil-to-reduce-average-prices-up-to-9>)*, elaborado pela Rystad Energy, a estatal adota um comportamento caracterizado como fechamento de mercado. Trata-se de um conjunto de práticas que, embora formalmente alinhadas à nova política de preços e ao marco regulatório, acabam por preservar o controle da empresa sobre o ritmo e a dinâmica de abertura do setor.

2.97. O primeiro aspecto desse comportamento é a ancoragem dos preços em benchmarks internacionais, especialmente no petróleo Brent e na taxa de câmbio. Essa metodologia mantém o valor do gás natural doméstico atrelado às condições externas, independentemente da oferta e da demanda internas, o que limita a capacidade de novos agentes competirem com base em custos locais.

2.98. Outro elemento relevante é a defasagem nas revisões de preço. A Petrobras realiza reajustes periódicos — geralmente trimestrais — em vez de refletir imediatamente as oscilações do mercado internacional. Embora isso traga previsibilidade ao consumidor, confere à estatal o poder de controlar o momento dos repasses, criando uma vantagem competitiva frente a possíveis concorrentes e dificultando estratégias comerciais mais ágeis.

2.99. Além disso, a posição dominante da Petrobras faz com que seu modelo de precificação sirva como referência implícita para o restante do mercado. Mesmo agentes independentes utilizam suas condições contratuais como parâmetro, o que consolida a estatal como um verdadeiro *price maker*, definindo não apenas seus próprios preços, mas também o patamar de referência nacional.

2.100. Essas práticas afetam diretamente a formação de um ambiente concorrencial efetivo. Ao ancorar preços em parâmetros internacionais, retardar ajustes e servir de referência para os demais agentes, a Petrobras reduz o espaço para a entrada de novos fornecedores, limita a diversificação de fontes e restringe a transparência dos mecanismos de precificação.

2.101. A nova política comercial reforça esse quadro ao combinar contratos de longo prazo (de até 11 anos), com descontos pontuais de curto prazo. Embora apresentados como instrumentos de competitividade, esses descontos funcionam como mecanismos de fidelização: o acesso aos preços reduzidos depende da manutenção do contrato prolongado com a Petrobras. Assim, as concessionárias estaduais, principais compradoras do gás, comprometem a maior parte de sua demanda por vários anos, deixando pouco espaço para que novos agentes ofereçam alternativas.

2.102. Na prática, a Petrobras antecipa-se ao ambiente competitivo, assegurando sua posição dominante por meio de compromissos de longo prazo que restringem a contestabilidade do mercado. O resultado é uma abertura limitada e assimétrica: há concorrência formal, mas a estrutura contratual e comercial vigente preserva o poder de mercado da estatal.

2.103. Em síntese, o mercado brasileiro de gás natural vive uma abertura nominal, mas não efetiva. O processo permanece condicionado às decisões e à política comercial da Petrobras, o que constitui um dos principais entraves à consolidação de um setor verdadeiramente competitivo, transparente e diversificado no país.

1.3. Evolução do Preço de Gás Natural aos Consumidores

2.104. Quanto a evolução do preço do gás natural, a série histórica desse dado é informada no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>).

2.105. Observa-se, porém, que os últimos cinco anos foram marcados por elevadas oscilações nos preços internacionais do gás natural em decorrência do conflito da Rússia com a Ucrânia, entretanto, em mercados desenvolvidos, como o mercado norte-americano, não houve flutuações de preços, tendo em vista o desenvolvimento do mercado de gás natural local, afastado das volatilidades de preços provocados pelo GNL. Como os preços internacionais exercem grande influência sobre os preços nacionais e há uma escassez de oferta de gás natural nacional torna-se difícil estimar a influência das alterações regulatórias da Nova Lei do Gás sobre esses preços (Figura 5). Apesar disso, é possível observar na que o custo da molécula tem reduzido desde sua máxima histórica em 2022, todavia o preço relativo ao praticado internacionalmente permanece em patamares elevados.

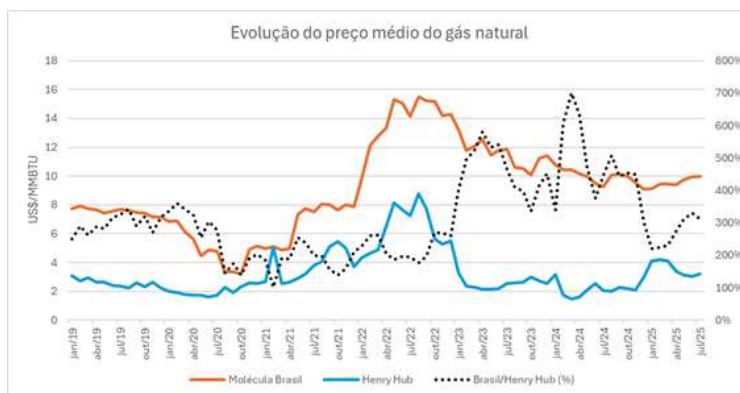


Figura 5: Preço médio da Molécula Brasil baseado na média dos contratos de compra de gás das concessionárias estaduais com a Petrobras sem tributos e encargos.

Fonte: Elaboração própria com dados da Petrobras e Index Mundi.

2.106. Embora observe-se que não houve redução significativa dos preços ao consumidor final, foram identificados avanços importantes na compreensão dos fatores que compõem o custo da molécula e no potencial de redução futura.

2.107. O Comitê 2 do GT apurou que a falta de transparência nos valores de acesso às infraestruturas de escoamento e processamento constitui um dos principais entraves à competitividade. Simulações realizadas pela EPE apontaram que, com remuneração justa e transparente das infraestruturas, o custo na saída da UPGN poderia ser reduzido em mais de 56%, sem efeito concorrencial na venda da molécula.

2.108. A PPSA, por sua vez, estimou que a comercialização do gás da União após o processamento poderia viabilizar preços próximos de US\$ 10/MMBTU, significativamente inferiores aos atuais níveis de mercado (US\$ 15 a US\$ 25/MMBTU), ainda sem os efeitos da legislação vigente.

2.109. O diagnóstico consolidado dos Comitês 2 e 3 apontou ainda que aproximadamente 86% do preço final do gás decorre de custos de infraestrutura (escoamento, processamento, transporte e serviço local de gás canalizado), reforçando que a redução efetiva dos preços depende da superação desses gargalos e da devida remuneração das infraestruturas nacionais (escoamento, processamento, transporte e serviço local de gás canalizado).

1.3.1. Preço para Consumidores

2.110. Abaixo apresentamos tabela com os valores de tarifas de uso específico do serviço local de gás canalizado apresentado pela ABRACE no seminário "Desafios e Soluções para a Integração Gasífera Regional", realizado no MME no dia 22/05/2025 (disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-avanca-na-integracao-regional-do-gas-natural-em-seminario-com-paises-da-america-do-sul>):



Figura 2: Valores de Margem Média Industrial. Fonte ABRACE.

2.111. A matéria da Eixos "Salto nas margens de distribuição de gás põe expansão de rede em debate" (disponível em: <https://eixos.com.br/newsletters/newsletter-gas-week/salto-nas-margens-de-distribuicao-desafia-agenda-da-competitividade-do-gas/>) destaca que o aumento das margens das concessionárias estaduais em diferentes estados reacende debate sobre eficiência da expansão da rede.

"Entidades ligadas aos consumidores industriais têm feito uma ofensiva, nas consultas públicas nos estados, para tentar evitar (ou mitigar) os danos.

Questionam o **descasamento entre os planos de investimentos em expansão na rede e o histórico de redução generalizada dos volumes distribuídos**.

E destacam que o crescimento das margens vai na **contramão dos esforços do Gás para Empregar** para reduzir os custos das infraestruturas e oferecer uma molécula mais barata às indústrias no **primeiro leilão de gás da União**."

2.112. Os atuais preços de gás natural percebidos pelos consumidores são os reais fatores que impedem o crescimento do mercado de gás natural, conforme consta no relatório do Comitê Temático 4: Gás para o Setor Produtivo (disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/relatorio-dos-comites-tematicos/relatorio_comite_4_vf.pdf/view).

A indústria, em especial a química, que consome o gás como matéria-prima e fabrica produtos que concorrem internacionalmente a preços commoditizados, não consegue competir porque o **preço do gás natural no Brasil é superior ao praticado pelos seus principais concorrentes**. Para a indústria, que utiliza o gás como insumo, o ideal é que seu preço seja compatível ao praticado em outros países, permitindo que a competição aconteça por competências técnicas e operacionais, e não em preços que estão fora do controle da empresa.

2.113. Conforme o relatório do Comitê Temático 2 do Programa Gás para Empregar (disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/relatorio-dos-comites-tematicos/relatorio_comite_2_vf.pdf/view), os atuais preços são resultados dos impactos dos valores de acesso aos sistemas de escoamento e de processamento, além das tarifas de transporte dutoviários e do serviços locais de gás canalizados, além da própria escassez de oferta de gás natural nacional e importado, sendo necessário endereçamento regulatório pela ANP e governos e agências estaduais, conforme o caso.

2.114. Conforme notícia veiculada acima, é essencial que os estados sigam as normas gerais da União, inclusive a editada pelo CNPE (Res. CNPE 03/2022), tendo em vista que os estados estão aprovando expansão de infraestruturas, que oneram os preços finais percebidos pelos consumidores, em contramão das políticas nacionais editadas, que buscam remunerar adequadamente o investimento e reduzir o preço aos consumidores em busca da retomada da competitividade e do crescimento econômico de cada estado do país que consome gás natural.

1.4. Considerações

2.115. Em resumo, os resultados observados sob a vigência da Lei nº 14.134/2021 concentram-se em avanços estruturais e regulatórios que pavimentam a abertura do mercado e preparam o terreno para ganhos futuros de competitividade e redução de preços. Houve expansão do número de agentes, maior interesse privado em ativos, início da consolidação de um mercado livre e maior clareza sobre os fatores que oneram o custo final ao consumidor.

2.116. Os benefícios econômicos diretos ainda dependem da consolidação de medidas regulatórias pela ANP e pelas agências e governos estaduais, mas o ambiente institucional e jurídico criado pela Nova Lei do Gás constitui base sólida para a evolução do setor.

2.117. De forma complementar, cabe destacar que o conjunto desses investimentos no setor reflete o ambiente de negócios mais atrativo criado a partir da Lei do Gás, que permitiu a entrada de novos agentes e a diversificação de projetos logísticos e regionais. Os dados consolidados no âmbito do GT-GE indicam que, embora ainda existam desafios regulatórios, o mercado demonstra crescente interesse em ampliar a malha de transporte e processamento, inclusive por meio de modais não dutoviários.

2.118. Desta forma, desde a promulgação da Lei e de seu regulamento (Decreto nº 10.712/2021), é possível verificar avanços relevantes no ambiente de negócios, com aumento do interesse de novos agentes, ampliação da oferta doméstica, maior transparência sobre custos e movimentações iniciais de desconcentração da oferta, entretanto significativamente tímidos.

2. De que forma o Ministério de Minas e Energia vem atuando para dar maior efetividade à Lei nº 14.134/2021?

2.119. O Ministério de Minas e Energia (MME) tem atuado em diversas frentes para dar efetividade à Lei nº 14.134/2021 (Lei do Gás), com foco principal no aumento da oferta de gás nacional, na redução de custos para o consumidor e na criação de um ambiente regulatório harmonioso e seguro.

2.120. Após a promulgação da Lei e da sua regulamentação pelo Decreto nº 10.712/2021, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) editou a Resolução nº 3, de 2022, que representou o primeiro movimento institucional para a implementação efetiva do novo marco legal. Essa Resolução estabeleceu princípios e diretrizes para a promoção da concorrência, da transparência nas informações de mercado e do acesso não discriminatório às infraestruturas essenciais, além de orientar a elaboração de políticas públicas voltadas à integração da cadeia do gás natural. Com isso, consolidou-se o papel do MME na coordenação das ações voltadas à abertura do mercado, estimulando o diálogo federativo e a cooperação entre agentes públicos e privados.

2.121. De modo objetivo, em 2023 foi editada a Resolução nº 1 /2023 com a criação do Programa Gás para Empregar, cujos resultados foram materializados com a publicação dos 5 Relatórios do Programa Gás para Empregar, do Decreto nº 12.153/2024, da Resolução CNPE nº 11/2024 e da Portaria GM/MME nº

805/2024.

2.122. Após a publicação do Decreto nº 12.153/2024 em agosto de 2024, o MME adotou medidas efetivas relativas ao *planejamento, à governança do setor, com intenso diálogo e interação com a ANP e com os agentes setoriais em diversas ocasiões, conforme principais ações apresentadas abaixo:*

2.123. **No dia 12/11/2024**, o Ministério de Minas e Energia realizou reunião com os Diretores da ANP Rodolfo Saboia, Fernando Moura e Bruno Caselli, bem como com a Superintendente Patrícia Baran, durante a qual o MME apresentou os assuntos que o ministério julga como estratégicos para serem endereçados no ano de 2025 e solicitou pontos focais da ANP para tratamento dos assuntos, formalizado por e-mail no dia 27/12/2024.

2.124. **No dia 13/11/2024**, foi realizada reunião com as principais transportadoras de gás natural, a Nova Transportadora do Sudeste (NTS), a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) e a Transportadora Associada de Gás (TAG) apontando para a os transportadores os respectivos assuntos prioritários, formalizado pelo Ofício nº 22/2025/SNPGB-MME (SEI 1012604).

Adequação dos Contratos Legados aos Contratos de Entrada e Saída Padronizados

9. O § 1º do art. 44 da Lei nº 14.134/2021 dispõe que os contratos de serviço de transporte vigentes na data de publicação dessa Lei serão adequados, no prazo de até 5 (cinco) anos, contados da publicação dessa Lei, ou de até 3 (três) anos, contados da edição da norma regulatória, o que expirar por último, de modo a refletir os novos regimes de contratação de capacidade, preservando a receita auferida pelos transportadores com os respectivos contratos.

10. Considerando a importância do tema e de que o contrato de transporte não gere nenhum tipo de distorção entre os usuários do sistema de transporte, o MME promoverá reuniões específicas com os representantes indicados pelos transportadores de gás natural, Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto (ATGás) e Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nos dias:

Agentes	Data - Horário
Transportadores e ATGás	05/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás e Petrobras	12/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás e Petrobras	19/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás e Petrobras	26/02/2025 – das 14:30 às 18:00

Padronização do Serviço de Transporte – Novos Contratos de Transporte Padronizados

11. Este assunto é tratado no inciso IV do art. 8º da Resolução CNPE nº 3/2022, que dispõe que os agentes observem, durante o período de transição, algumas medidas, como a oferta de serviços de transporte padronizados, que leve em consideração as preferências dos novos usuários, inclusive no que tange à adequação dos contratos de transporte vigentes.

12. Adicionalmente, oportuno comentar o que dispõe o inciso V do art. 4º da mesma Resolução CNPE, de que, entre os objetivos da transição para o mercado concorrencial de gás natural, consta implementar áreas de mercado e respectivos pontos virtuais de comercialização e publicar contratos de transporte padronizados.

13. Considerando a importância do assunto e a necessidade de envolvimento dos principais agentes interessados do setor, informo que o MME já oficiou o Conselho de Usuários do Sistema de Transporte de Gás Natural (Cdu) para solicitar que apresente, no prazo de 15 dias, as propostas de alteração e de padronização dos Contratos de Serviço de Transporte e de seus anexos.

14. Em sequência, o Ministério encaminhará as propostas do Cdu para os transportadores dutoviários e para a ATGás, os quais deverão responder às solicitações do Cdu ao MME no prazo de 30 dias, com as devidas justificativas, em caso de recusa.

15. Posteriormente, caso necessário, o MME promoverá reuniões com os representantes dos agentes, com o seguinte calendário:

Agentes	Data - Horário
Transportadores, ATGás e Cdu	11/03/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás e Cdu	13/03/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás e Cdu	18/03/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás e Cdu	20/03/2025 – das 9:30 às 12:00

Definição da Base Regulatória de Ativos de Transporte Transitória

16. O § 3º do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021 dispõe que os operadores das infraestruturas existentes submeterão à aprovação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), no prazo de cento e oitenta dias, contado da data de publicação do Decreto nº 12.153/2024, proposta de base regulatória de ativos, calculada com metodologia amplamente reconhecida, que considere a depreciação do ativo, a amortização do investimento e a remuneração de capital.

17. Considerando a importância do assunto, o MME promoverá reuniões com os representantes dos agentes, com o seguinte calendário:

Agentes	Data - Horário
Transportadores, ATGás	07/02/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás	14/02/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás	20/02/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás	28/02/2025 – das 9:30 às 12:00

Estabelecimento do Regulamento Transitório com Metodologia de Cálculo da Tarifa Postal de Transporte

18. O § 5º do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021 dispõe que, durante o período em que as ações regulatórias referentes às tarifas de transporte não estejam concluídas, a ANP adotará preferencialmente a modalidade postal para as tarifas de transporte, com vistas à mitigação de condições que possam favorecer discrepâncias acentuadas de preços entre as regiões do País.

19. Para estabelecimento da tarifa, faz-se necessário **estabelecer uma metodologia transitória para identificação da receita máxima permitida, bem como, visando promover a previsibilidade aos investidores no sistema de transporte e aos usuários e consumidores nacionais, estabelecer um modelo de Relatório Anual de Transparência de Receitas Recuperadas.**

20. Adicionalmente, considerando que cada transportador possui demandas e receitas distintas para a prestação do serviço de transporte, faz-se necessário **o estabelecimento de procedimento transitório para repasse de receitas entre transportadores.**

21. Considerando a importância dos assuntos, o MME promoverá reuniões com os representantes dos agentes, com os temas subdivididos da seguinte forma:

- Metodologia transitória para identificação da receita máxima permitida e modelo de relatório anual para transparência de receitas recuperadas:

Agentes	Data - Horário
Transportadores, ATGás	31/01/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás	04/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás	07/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás	11/02/2025 – das 14:30 às 18:00

- Metodologia transitória para cálculo da tarifa postal de transporte:

Agentes	Data - Horário
Transportadores, ATGás	14/02/2025 – das 14:30 às 18:00

- Procedimento transitório para repasse de receitas entre transportadores:

Agentes	Data - Horário
Transportadores, ATGás	18/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás	21/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás	25/02/2025 – das 14:30 às 18:00

Proposta de novas tarifas de transporte transitórias:

22. O § 5º do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021 dispõe que, durante o período em que as ações regulatórias referentes às tarifas de transporte não estejam concluídas, a ANP adotará preferencialmente a modalidade postal para as tarifas de transporte, com vistas à mitigação de condições que possam favorecer discrepâncias acentuadas de preços entre as regiões do País.

Agentes	Data - Horário
Transportadores, ATGás	28/02/2025 – das 14:30 às 18:00

Regras transitórias para interconexão entre as infraestruturas do setor de gás natural

23. O § 1º do art. 5º-B do Decreto nº 10.712/2021 dispõe que, para fins do disposto no inciso I do *caput* desse artigo, a ANP estabelecerá as regras de interconexão entre as infraestruturas do setor de gás natural, considerados os diversos modais logísticos associados e a expansão das redes, com vistas à melhor estruturação do mercado concorrencial.

24. Considerando a importância do assunto, o MME promoverá reuniões com os representantes dos agentes, com o seguinte calendário:

Agentes	Data - Horário
Transportadores, ATGás	03/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás	10/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás	17/02/2025 – das 14:30 às 18:00
Transportadores, ATGás	24/02/2025 – das 14:30 às 18:00

Desenvolvimento de Plataformas Eletrônicas:

25. O § 10 e 11 do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021 dispõe que, Durante o período de transição, até que sejam concluídas as ações regulatórias para atingimento da liquidez do mercado, os transportadores poderão desenvolver plataforma de negociação, balanceamento e comercialização de gás natural e que este custo poderá ser incorporado na tarifa do sistema de transporte, a critério da ANP e que a Res. CNPE nº03/2022, no art 6, incisos II e III apontam a necessidade de disponibilização de plataformas eletrônicas para oferecimento de capacidade de transporte, para o balanceamento das áreas de mercado de capacidade, e para a comercialização de gás natural, incluindo o mercado de curto prazo, bem como a disponibilização de sistemas de tecnologia de informação para a troca de informações entre os usuários e os operadores das redes.

26. Considerando a importância do assunto, o MME promoverá reuniões com os representantes dos agentes, com o seguinte calendário:

Agentes	Data - Horário
Transportadores, ATGás	04/02/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás	11/02/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás	18/02/2025 – das 9:30 às 12:00
Transportadores, ATGás	25/02/2025 – das 9:30 às 12:00

27. Essas seqüências de reuniões destacam o início das discussões e visam coordenar os transportadores e demais envolvidos nos temas, podendo, ao longo dos meses de fevereiro e março, serem encabeçadas novas reuniões e envolver novos agentes, se houver necessidade.

28. As propostas desenvolvidas pelos agentes envolvidos, sob coordenação do MME, serão oportunamente apresentadas pelo Ministério ao Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMSGN) e/ou encaminhados para a Diretoria Colegiada da ANP com objetivo de subsidiar o colegiado com propostas técnicas transitórias, para que este avalie e delibere sobre a sua utilização, enquanto os normativos vigentes da Agência não estejam devidamente atualizados em relação aos novos dispositivos legais.

29. Esta ação do MME, como comentado, vem em cumprimento ao disposto no art. 6º da Res. CNPE nº 3/2022, que atribuiu ao Ministério a função de coordenação dos agentes durante o período de transição, para que os participantes do mercado de gás natural possam atuar de forma transparente e coordenada. Além disso, visa ao atendimento do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021, que dispõe que a implementação das providências necessárias para transição da indústria brasileira do gás natural para o modelo estabelecido pela Lei nº 14.134/2021 deverá observar os princípios e diretrizes do CNPE e, no seu § 1º, que a ANP poderá adotar soluções individuais que visem ao atendimento do disposto nessa Lei, respeitado seu rito decisório, até que seja editada regulação específica.

2.125. **No dia 19/11/2024**, Ministério de Minas e Energia promoveu o Workshop: Gás Para Empregar e Harmonização Regulatória, com temas sobre as medidas previstas no Decreto nº 12.153/2024 com painéis específicos que debateram sobre a Reinjeção do Gás Natural e Escoamento e Processamento, o Planejamento Integrado, Transporte Dutoviário: Desafios e Oportunidades para a aprovação de novos Investimentos e a Modicidade Tarifária, a Experiência da Migração para o Mercado Livre, a Harmonização Regulatória, cujas apresentações estão disponíveis em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/workshop-gas-para-empregar-e-harmonizacao-regulatoria>.

2.126. **Em 02/12/2024**, o MME encaminhou o Ofício nº 638/2024/GM-MME (Anexo I - SEI 0989328) à ANP que **recomendou que a agência priorize, em sua agenda regulatória, a regulação do programa de desconcentração do mercado de gás natural ("gas release")**, conforme matéria publicada na Eixos, disponível em: <https://eixos.com.br/politica/mme-pede-que-anp-priorize-gas-release-apos-perder-queda-de-braco-no-governo-para-inclusao-do-programa-no-paten/>.

2.127. No mês de janeiro, **em 31/01/2025**, o Ministério de Minas e Energia enviou o Ofício nº 20/2025/SNPGB-MME para o Conselho de Usuários do Sistema de Transporte de Gás Natural - CdU (SEI 1011691) solicitando que apresente, no prazo de 15 dias, as propostas de alteração e de padronização dos Contratos de Serviço de Transporte e de seus anexos, respondido pelo CdU **em 17/02/2025**, encaminhado pelo MME aos Transportadores por meio do Ofício nº 41/2025/SNPGB-MME (SEI 1025949) **em 06/03/2025**.

2.128. **No dia 27/02/2025**, o MME enviou o Ofício nº 39/2025/SNPGB-MME à ANP (SEI 1024536) e o Ofício nº 40/2025/SNPGB-MME à Petrobras (SEI 1024537) com **pedido de acesso a documentos e informações referentes às memórias de cálculo tarifário dos contratos legados da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e Transportadora Associada de Gás (TAG)**, com vistas, portanto, a dar cumprimento ao disposto no art. 6º da Resolução CNPE nº 3/2022, que atribuiu ao MME a função de coordenação dos agentes durante o período de transição, para que os participantes do mercado de gás natural possam atuar de forma transparente e coordenada, encontram-se em fase de estudos alguns assuntos, prioritários, dentre os quais o acompanhamento das tarifas aplicadas aos Contratos Legados. Pretende-se, com isso, avaliar a conformidade e a adequação dos valores praticados às normativas vigentes e, posteriormente, submeter propostas ao CMSGN, integrado também pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, respondido positivamente pela Petrobras por meio da correspondência GAPRE- DPBR-2025-15590 **no dia 12/03/2025**.

2.129. **Em 18/03/2025**, o Ministério de Minas e Energia (MME) **promoveu o evento "Competitividade de Mercados de Gás Natural: As Experiências Internacionais em Programas de Gás Release e Plano das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano"**, conforme notícia e apresentações disponíveis em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-debate-competitividade-e-infraestrutura-do-mercado-de-gas-natural>. O encontro reuniu autoridades, especialistas e representantes do setor para discutir estratégias para a desconcentração, modernização e expansão do mercado de gás natural no Brasil, com lançamento pela EPE da Nota Técnica encomendada pelo MME sobre Experiências Internacionais em Programas de Gas Release "[Liberalização de Mercados de Gás Natural: Experiências Internacionais em Programas de Gas Release](#)", disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-nota-tecnica-sobre-experiencias-internacionais-em-programas-de-gas-release>, além da promoção do lançamento da Consulta Pública do Plano das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano.

2.130. Adicionalmente, **no dia 22/05/2025**, o MME **promoveu o Seminário Desafios e Soluções para Integração Gasífera Regional** (cujas informações e apresentações estão disponíveis em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/eventos/seminario-desafios-e-solucoes-para-integracao-gasifera-regional>) que contou com diversos painéis com apresentações iniciais sobre:

- "Integração Gasífera Regional e relevância do preço do Gás Natural competitivo"
- "Apresentação - O Gás Natural na recuperação da competitividade da Indústria Nacional"
- Ofertantes: Mapeamento dos entraves para suprimento no mercado brasileiro e soluções necessárias
- Planejamento Setorial no Brasil e a Integração Gasífera
- Transportadores: Investimentos, Prazos, Tarifas e Soluções necessárias
- Distribuidoras: Desafios Tarifários para o aumento da demanda de Gás Natural,
- Agências Reguladoras: Desafios Tarifários, um passo para o aumento da competitividade do Gás Natural,
- Países: A visão dos países para a Integração Gasífera,

- Comercializadores: Desafios e Oportunidades de Mercado

2.131. No dia **27/06/2025**, o MME encaminhou o Ofício nº 2/2025/DGN/SNPGB-MME (Anexo II - SEI nº 1075785) à ANP **apresentando esclarecimentos acerca da obrigação para os operadores das infraestruturas existentes disposta no § 3º do art. 26 do Decreto nº 10.712/2021, incluído pelo Decreto nº 12.153/2024**, bem como recomendou que a ANP adotasse um conjunto de medidas como **notificação aos agentes do setor, submissão de informações ao escrutínio público, análise das informações apresentadas, adoção de medidas transitórias e celebre termo de ajustamento de conduta com os agentes do setor**, cujos comandos previstos no Ofício estão descritos abaixo:

25. Desta forma, em caráter não exaustivo, considerando os valores de acesso observados pelos usuários, recomendamos que a ANP, no cumprimento das suas competências legais:

I - **notifique imediatamente todos os agentes detentores de infraestruturas de escoamento e de processamento a apresentarem os dados de investimentos, custos operacionais e todo e qualquer outro valor utilizado para determinação da receita máxima a ser recuperada no exercício das suas atividades e do consequente valor para acesso de terceiros, como curvas de produção (efetivas e utilizadas para cálculo do valor de acesso), no prazo máximo de 30 dias corridos**, em cumprimento ao § 3º do Art. 26, além dos dispositivos contidos no § 6º do Art. 6º-F, ambos dispostos no DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021;

II - **submeta todas informações apresentadas a amplo escrutínio público**, para devido conhecimento e contribuições pela sociedade brasileira, com destaque para os usuários e para os consumidores de gás natural;

III - **analisar as informações apresentadas pelos agentes, inclusive sob a ótica da eficiência dos investimentos e dos custos operacionais e em relação à utilização destas infraestruturas, e apresentem o resultado da análise à consulta pública para contribuições e reconheçam a decisão final proferida pela Diretoria Colegiada desta ANP** da receita máxima permitida deste processos em autorizações específicas para estas infraestruturas, suas correções, projeções de valores, inclusive dos respectivos valores referenciais para o acesso negociado, em cumprimento ao § 7º do Art. 6º-F do DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021;

26. Considerando os atuais valores de acesso observados pelos usuários e o grave impacto destes nos preços observados pelos consumidores nacionais e à economia nacional, **recomendamos que a ANP, no cumprimento das suas competências legais:**

I - **adote imediatamente um valor transitório para base regulatória de ativos** (para escoamento e processamento), além dos demais valores a serem utilizados para identificação da devida remuneração de investimento e dos custos operacionais, de forma a identificar por meio receita máxima, um valor justo e razoável transitório para o acesso de terceiros, inclusive a serem considerados pelos próprios detentores das infraestruturas, caso sejam utilizadores destas, sendo sugerida a utilização do Estudo das Tarifas de Escoamento e Processamento para os Sistemas Integrados SIE e SIP, realizado pela EPE com as melhores informações disponíveis, em cumprimento ao § 4º do Art. 26 do DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021

II - identificado o valor justo e razoável transitório para o acesso de terceiros, **notifique imediatamente os operadores das infraestruturas e respectivos usuários** (inclusive para o detentor da infraestrutura que também é usuário da mesma), **para ajustarem os contratos de acesso existentes** de forma a refletir os novos valores transitórios para o acesso, em cumprimento aos § 1º e § 2º do Art. 22-E do DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021;

III - **notifique imediatamente os atuais acessantes para que concedam as mesmas reduções de valor de acesso ao escoamento e processamento aos atuais e futuros contratos de suprimento de gás natural, e assim sucessivamente, caso haja comercializador ou concessionária estadual envolvidos, de forma que os consumidores livres ou consumidores cativos das concessionárias estaduais sejam contemplados com a respectiva redução de valores de acesso** que impactam seus respectivos preços, em cumprimento aos § 1º e § 2º do Art. 22-E do DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021, ou seja, sob nenhuma hipótese, a redução do valor de acesso se torne margem para o acessante ou utilizador da infraestrutura, inclusive o sócio investidor.

27. Considerando as atuais regras de acesso, que proporcionam elevado risco aos usuários das infraestruturas de escoamento e de processamento, **recomendamos que a ANP, no cumprimento das suas competências legais, notifique os proprietários das instalações e os terceiros interessados no acesso para elaborarem o código de conduta e prática de acesso à infraestrutura**, de forma que estes atendam a legislação setorial e os pressupostos de acesso regulamentados pelos Art. 11-A e Art. 11-B do DECRETO Nº 10.712, DE 2 DE JUNHO DE 2021.

28. Caso a ANP julgue pertinente, **poderá firmar termo de ajustamento de conduta com os agentes do setor**, em atendimento ao disposto no Art. 22-E, conforme transcrito abaixo:

Art. 22-E. A ANP poderá firmar termo de ajustamento de conduta com os agentes do setor, na hipótese de identificar indícios de comportamentos de agentes da indústria do gás natural ou constatar quaisquer medidas que dificultem, tendam a dificultar ou impeçam a abertura do mercado ou a sua liquidez, ou que possam prejudicar a oferta ao consumidor ou os objetivos estabelecidos na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e na Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, observados os requisitos previstos no art. 4º-A da Lei nº 9.469, de 10 de julho de 1997.

§ 1º A ANP deverá requerer a adequação de todo instrumento, como contratos de suprimento, contratos de acesso às infraestruturas, inclusive o código de conduta e prática de acesso à infraestrutura elaborado pelos proprietários das infraestruturas nos termos do disposto no art. 28, § 2º, da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, caso identifique dissonância com as normas legais ou regulamentares e com as boas práticas internacionais da indústria de petróleo e gás natural. (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

§ 2º Os contratos de acesso às infraestruturas vigentes serão adequados sempre que houver evolução regulatória pela ANP ou atualização da regulamentação do acesso de terceiros às infraestruturas ou dos códigos de conduta e prática de acesso à infraestrutura.

§ 3º A ANP poderá estabelecer restrições, limites ou condições para utilização das infraestruturas pelos seus proprietários e pelas empresas interessadas no acesso, com vistas a promover a efetiva concorrência entre os agentes, especialmente no que se refere a obtenção e transferência de titularidade, acesso às infraestruturas, autorizações, concentração societária e realização de negócios entre partes vinculadas. (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

§ 4º A adoção das medidas de que trata este artigo não afasta a aplicação do disposto no art. 33, § 1º, da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021.

29. Por oportuno, considerando a negativa de envio de informações pela Petrobras a este Departamento e com objetivo de acompanhar o cumprimento dos dispositivos legais e de identificar possíveis aprimoramentos das políticas setoriais, **solicitamos à ANP que remeta a este Departamento as informações abaixo no prazo máximo de 30 dias e, caso não as detenha, que notifique à Petrobras e/ou respectivos sócios/consociados para apresentação destas à ANP, no prazo máximo de 30 dias**, para posterior e imediata remessa destas informações pela Agência a este Departamento:

Dutos de Escoamento da Produção de gás natural:

Nome ou identificação do gasoduto;

Se o gasoduto é objeto de Concessão/Partilha ou de Autorização (informar a identificação do respectivo ato – número do Contrato ou da Autorização);

Valores de investimento na construção e nas ampliações do gasoduto, respectivas datas dos investimentos e das entradas em operação;

Valores anuais necessários para operação e manutenção do duto;

EVTE utilizado pela Petrobras para a decisão de investimento no gasoduto e/ou acordo de investimento e de remuneração firmado com os sócios (se houver), com detalhamento, em ambos os casos, da taxa de remuneração pretendida, período de amortização dos investimentos e outros itens abarcados no EVTE, bem como o critério de decisão aplicado;

A remuneração dos serviços prestados para o acesso de terceiros interessados no duto:

Valor cobrado para a remuneração dos serviços prestados;

Memória de cálculo utilizada pela Petrobras para a determinação da remuneração de acesso; e

Memória de cálculo utilizada pela Petrobras para determinação das penalidades previstas nos contratos.

Capacidade do duto:

Características técnicas e operacionais do duto, como: extensão total do duto, extensão parcial e respectivos diâmetros e espessuras, sistemas de compressão (se houver), pressão máxima, pressão mínima, faixa de especificação de composição do gás natural, teor máximo de CO₂ e outros elementos contaminantes (se houver) que o duto pode movimentar e outras características que a Petrobras julgue ser relevante e essencial para efetivação do acesso;

Qual a origem e destino desse duto, com indicação da respectiva unidade que refina/processa o gás natural;

Capacidade Nominal e Capacidade Operacional do Duto;

Capacidade Utilizada pela Petrobras;

Capacidade Contratada por Terceiros;

Capacidade Disponível para Contratação;

Previsão de volumes a serem movimentados pela Petrobras e dos volumes contratados por terceiros para os anos de 2023 até 2040, com indicação dos respectivos campos em ambos os casos, bem como identificação dos contratantes; e

Informação se é possível ampliar a capacidade do duto (se houver, informar uma breve estimativa inicial de investimento).

Atuais usuários do duto:

De quais campos esse duto escoia a produção;

Dados históricos mensais (dos últimos 2 anos) de movimentação de gás natural (com indicação dos volumes da Petrobras, de consorciados e de terceiros);

O tempo de duração das negociações (desde a data de solicitação e até a assinatura do termo final) para cada negociação de acesso; e

Todos os termos de acesso aos dutos de escoamento da produção assinados com os interessados.

Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN):

Nome ou identificação da UPGN;

Identificação do número da Autorização da ANP;

Valores de investimento na construção e nas ampliações da UPGN, respectivas datas dos investimentos e das entradas em operação;

EVTE utilizado pela Petrobras para a decisão de investimento na UPGN e/ou acordo de investimento e de remuneração firmado com os sócios nestes

investimentos (se houver), com detalhamento, em ambos os casos, da taxa de

remuneração pretendida, período de amortização dos investimentos e outros itens abarcados no EVTE, bem como o critério de decisão aplicado;

Valores anuais necessários para operação e manutenção da UPGN;

A remuneração dos serviços prestados para o acesso de terceiros interessados na UPGN:

Valor cobrado para a remuneração dos serviços prestados;

Memória de cálculo utilizada pela Petrobras para a determinação da remuneração de acesso; e

Memória de cálculo utilizada pela Petrobras para determinação das penalidades previstas nos contratos.

Capacidade da UPGN:

Características técnicas e operacionais da UPGN, com indicação das respectivas unidades que a compõem;

Características e faixa de especificação de composição do gás natural, teor máximo de CO2 e outros elementos contaminantes (se houver) que a unidade pode

processar e outras características que a Petrobras julgar relevante e essencial para efetivação do acesso;

Respectivos volumes e produtos produzidos na unidade;

Qual a forma ou modal de transferência/transporte dos produtos da unidade, com indicação das instalações a jusante da UPGN (destino), se for o caso;

Capacidade Nominal e Capacidade Operacional da UPGN;

Capacidade Utilizada pela Petrobras;

Capacidade Contratada por Terceiros;

Capacidade Disponível para Contratação;

Previsão de volumes a serem processados pela Petrobras e por terceiros para os anos de 2023 até 2040, com identificação dos respectivos contratantes;

Informação se é possível ampliar a capacidade da UPGN (se houver, informar estimativa inicial de investimento); e

Em relação à unidade de Caraguatuba (UTGCA), informar o valor estimado para ampliação da capacidade de recebimento de gás natural do Pré-sal, previsto no

Edital de Licitação de 2020, bem como as instalações a serem construídas ou

ampliadas.

30. Conforme disposto neste Ofício, observamos indícios de que os operadores das infraestruturas de escoamento e de processamento dificultam o acesso, proporcionam elevados riscos para o acesso de interessados às infraestruturas de gás natural do país, restringem o aumento da oferta desse energético, se beneficiam com retornos extraordinários aos investimentos realizados e aumento arbitrário de lucros, os quais, caso confirmados, proporcionam impactos adversos sobre o preço e oferta aos consumidores nacionais, além de graves prejuízos à ordem econômica nacional.

31. Assim, **recomendamos que a ANP avalie os eventuais descumprimentos legais** e que, caso as infrações sejam constatadas, estas sejam objeto de autuação, conforme dispõe a LEI No 9.847, DE 26 DE OUTUBRO DE 1999.

2.132. Além do disposto acima, no dia **30/06/2025**, o MME promoveu uma reunião técnica e debate sobre tarifas de transporte e futuro regulatório do setor de gás natural, reunindo representantes da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), empresas transportadoras, indústrias e entidades da cadeia do gás natural, inclusive associações setoriais, como ABAR / ABRACE / ABIQUIM / ANFACER-ASPACER / ABIVIDRO / AÇO BRASIL / ABRAGET / ABIPIP / IBP / ATGÁS / ABIORGÁS, cujas informações e apresentações estão disponíveis em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-promove-debate-sobre-tarifas-de-transporte-e-futuro-regulatorio-do-setor-de-gas-natural>

2.133. Já no dia **03/07/2025**, o MME enviou Ofício nº 4/2025/DGN/SNPG-B-MME (Anexo III - SEI nº 1077792) à ANP solicitando a publicidade dos Contratos Legados e de diversas informações sobre as tarifas de transporte, conforme matéria publicada pela Eixos "ANP abre contratos legados das transportadoras de gás, com tarjas" informação disponível em: <https://eixos.com.br/gas-natural/mercado-de-gas/anp-abre-contratos-legados-das-transportadoras-de-gas-com-tarjas/>, na qual o conteúdo da matéria indica que a divulgação pela ANP é uma resposta a um pedido do MME, em meio ao processo de revisão tarifária dos transportadores, citando a necessidade do atendimento a legislação setorial, conforme partes do Ofício nº 4/2025/DGN/SNPG-B-MME transcritas abaixo:

6. A divulgação desses contratos não apenas atende à regulação setorial vigente como também fortalece a segurança jurídica, a previsibilidade e a isonomia no tratamento entre os agentes de mercado, contribuindo para a atração de novos investimentos e para a redução de assimetrias informacionais. Tal medida está em consonância com os esforços da ANP no sentido de consolidar um ambiente regulatório mais aberto e confiável, conforme os objetivos expressos nos incisos I, II e VII do art. 5º-B do Decreto nº 10.712/2021.

7. Destacamos ainda que, não há, a priori, impedimentos legais para a divulgação pública desses contratos. A publicidade, nesses termos, é compatível com os princípios constitucionais da eficiência, da legalidade e da transparência na administração pública.

8. Ainda no mesmo sentido da importância da transparência e da publicidade das informações, solicito que a ANP disponibilize uma relação em seu site eletrônico indicando todos os processos referentes aos contratos legados dos transportadores (inclusive anexos e eventuais aditivos), aos processos afetos ao desinvestimento da NTS e da TAG realizados pela Petrobras, aos processos de autorização de construção, de operação e de aprovação tarifária de todos transportadores.

9. Por oportuno, considerando que a ANP está em processo de revisão das tarifas de transporte, solicito também que a ANP disponibilize uma relação em seu site eletrônico indicando todos os processos em curso que tem como objeto promover a revisão tarifária de todos os transportadores.

10. Além da publicidade da relação dos processos acima, solicitamos que todos estes processos e documentos estejam disponíveis para consulta pública por meio da pesquisa pública no Sistema Eletrônico de Informações - SEI da ANP.

11. Importante destacar que é necessário que os documentos contidos nestes processos estejam devidamente classificados de forma a não comprometer o perfeito e integral conhecimento das informações necessárias, inclusive os documentos recentemente apresentados pelos transportadores para a realização da próxima revisão tarifária pela Agência.

12. Diante do exposto, e na ausência de óbices legais, solicitamos a publicidade dos contratos legados do transporte do gás natural, inclusive seus anexos e eventuais aditivos, no site oficial da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, resguardando-se, quando for o caso, informações legalmente protegidas como por exemplo, informações pessoais.

13. Destacamos a importância de que essas solicitações sejam atendidas o mais breve possível, tendo em vista que contribuirão significativamente para o desenvolvimento sustentável do mercado nacional de gás natural, da atividade de transporte dutoviário e em cumprimento da ordem econômica nacional.

2.134. As articulações do Ministério se deram em cumprimento ao disposto no art. 6º da Res. CNPE nº 3/2022, que atribuiu ao Ministério a função de **coordenação dos agentes durante o período de transição**, para que os participantes do mercado de gás natural possam atuar de forma transparente e coordenada e as propostas desenvolvidas pelos agentes envolvidos, as quais seriam oportunamente apresentadas pelo Ministério ao Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMSGN) e/ou encaminhados para a Diretoria Colegiada da ANP com objetivo de subsidiar o colegiado com **propostas técnicas transitórias**, para que este avalie e delibere sobre a sua utilização, enquanto os normativos vigentes da Agência não estejam devidamente atualizados em relação aos novos dispositivos legais, conforme informado nos Ofícios emitidos pelo MME aos agentes do setor.

2.135. A partir dessas diretrizes, a atuação do MME vem sendo estruturada em dois eixos estratégicos complementares: (i) a implementação do Programa Gás para Empregar, voltado à reestruturação e competitividade do setor, e (ii) o fortalecimento da coordenação federativa e regulatória por meio do Programa de Harmonização Regulatória.

2.1. Programa Gás para Empregar e Reestruturação Setorial

2.136. O Programa Gás para Empregar, instituído pela Resolução CNPE nº 1/2023, é a principal iniciativa do MME para ampliar a oferta nacional de gás natural, reduzir o custo do energético para o consumidor e promover a competitividade industrial, em linha com as diretrizes de transparência e acesso não discriminatório estabelecidas pela Resolução CNPE nº 3/2022.

2.137. O trabalho foi conduzido pelo Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE) entre 2023 e 2024, com a participação de mais de 60 instituições públicas e privadas, e resultou em entregas estruturantes:

1. **Identificação de Barreiras de Custo:** O GT-GE identificou que os custos de acesso às infraestruturas (escoamento, processamento, transporte e serviço local de gás canalizado) são os que mais oneram o preço final do gás ao consumidor, sendo responsáveis por aproximadamente 86% do preço total.
2. **Elaboração de propostas estruturantes:** A partir desse diagnóstico, o MME formulou medidas de aprimoramento institucional, normativo e de planejamento, materializadas em instrumentos como:

a) Decreto nº 12.153/2024: atualizou o Decreto nº 10.712/2021, reforçando a aplicação da Lei nº 14.134/2021 com foco na integração do planejamento setorial, na transparência tarifária e no acesso não discriminatório às infraestruturas. Entre as inovações, destacam-se a criação de dois instrumentos estruturantes: o **Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB)** e o **Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMSGN)**.

i. O **PNIIGB**, sob responsabilidade da EPE, integra o planejamento de transporte, processamento, serviço local de gás canalizado e terminais de GNL e biometano, conforme previsto no art. 6º-A do Decreto nº 10.712/2021. Seu propósito é eliminar gargalos logísticos, reduzir a fragmentação de dados e direcionar os investimentos de modo racional, otimizando a utilização das infraestruturas existentes, promovendo a expansão coordenada da malha e assegurando maior transparência nas informações de oferta e demanda. O Plano também busca integrar o gás natural e o biometano, incorporando os princípios da Lei nº 14.134/2021 relativos à segurança do suprimento e à modicidade tarifária.

ii. O **CMSGN**, instituído pela Portaria GM/MME nº 805/2024, atuará como instância permanente de coordenação e acompanhamento da implementação da Lei nº 14.134/2021. O Comitê tem como funções articular ações entre MME, ANP, EPE e agentes do setor, acompanhar a transição ao regime de entrada e saída e promover ajustes regulatórios e medidas transitórias que assegurem previsibilidade e estabilidade ao processo de abertura do mercado. Além disso, o CMSGN atuará como fórum técnico de diálogo com estados e concessionárias, alinhando suas práticas aos princípios de livre acesso, de transparência e de aperfeiçoamento normativo e de harmonização regulatória previstos no art. 45 da Lei.

2.138. Essas ações refletem a consolidação de um modelo de governança interinstitucional, que busca dar continuidade ao trabalho técnico desenvolvido no GT-GE e traduzir suas recomendações em instrumentos normativos de longo prazo.

2.2. Integração Gasífera e Segurança de Suprimento

2.139. O MME também tem atuado para reforçar a segurança de suprimento e a integração gasífera regional. Em novembro de 2024, firmou Memorando de Entendimento (MdE) com o Ministério da Economia da Argentina, que instituiu o Grupo de Trabalho Bilateral (GTB) destinado a avaliar as condições técnicas, econômicas e logísticas para a importação de gás natural proveniente de Vaca Muerta. Desde fevereiro de 2025, o Comitê Técnico do GTB realiza reuniões periódicas, analisando alternativas de interconexão (Gasbol, Uruguiana/RS, entre outras) e diferentes modelos de operação. Em maio de 2025, o MME realizou o seminário "Desafios e Soluções para a Integração Gasífera Regional", reforçando o compromisso do Brasil com a integração energética sul-americana e com a diversificação de rotas de suprimento.

2.3. Programa de Harmonização Regulatória

2.140. O Programa de Harmonização Regulatória, previsto no art. 45 da Lei nº 14.134/2021, tem como objetivo reduzir assimetrias normativas, aumentar a segurança jurídica e garantir a coerência regulatória entre União, Estados e Distrito Federal.

2.141. Entre abril e julho de 2024, foi realizado o Curso de Capacitação para Entes Reguladores, uma parceria entre MME, MDIC, FGV CERI, MBC e ABAR, com o objetivo de nivelar conhecimentos técnicos e promover convergência regulatória.

2.142. Entre agosto e novembro de 2024, o MME promoveu diversas reuniões bilaterais com ANP, produtores, transportadores, concessionárias de gás canalizado e agências reguladoras estaduais, coletando subsídios para o aperfeiçoamento regulatório e a construção de um ambiente normativo mais previsível.

2.143. Em janeiro de 2025, participou de Assembleias do Fórum Nacional dos Secretários Estaduais de Minas e Energia (FNSEME), ampliando o diálogo federativo.

2.144. De abril a junho de 2025, foi realizada a Tomada Pública de Contribuições (TPC) sobre Harmonização Regulatória, que recebeu 45 contribuições de agentes públicos e privados. Essas contribuições estão auxiliando na elaboração do texto do **Pacto Nacional para o Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural** – compromisso voluntário entre União, Estados e Distrito Federal, voltado à convergência regulatória e ao fortalecimento do mercado, conforme previsto no art. 2º, inciso IX, do Decreto nº 10.712/2021.

2.145. Entre setembro e outubro de 2025, o MME vem trabalhando na estratégia de efetivação do Pacto e na aproximação técnica com ANP e agências estaduais.

2.146. As medidas descritas reforçam o papel do MME como formulador e coordenador de políticas públicas nacionais para o setor de gás natural, consolidando a governança interinstitucional e a articulação federativa necessárias para a plena efetividade da Lei nº 14.134/2021.

3. Com relação à regulamentação dos critérios para definição dos gasodutos de transporte, conforme disposto no art. 7º, inciso VI da Lei do Gás, que alternativas estão sendo consideradas pelo MME? E que mecanismos estão sendo adotados para ouvir os diversos atores que serão impactados pela regulamentação?

2.147. O inciso VI, art. 7º da lei nº 14.134/2021 dispõe que o assunto deverá ser regulamentado pela ANP, conforme transcrito a seguir:

Art. 7º Será considerado gasoduto de transporte aquele que atenda a, pelo menos, um dos seguintes critérios:

I – gasoduto com origem ou destino nas áreas de fronteira do território nacional, destinado à movimentação de gás para importação ou exportação;

II – gasoduto interestadual destinado à movimentação de gás natural;

III – gasoduto com origem ou destino em terminais de GNL e ligado a outro gasoduto de transporte de gás natural;

IV – gasoduto com origem em instalações de tratamento ou processamento de gás natural e ligado a outro gasoduto de transporte de gás natural;

V – gasoduto que venha a interligar um gasoduto de transporte ou instalação de estocagem subterrânea a outro gasoduto de transporte; e

VI – gasoduto destinado à movimentação de gás natural, cujas características técnicas de diâmetro, pressão e extensão superem limites estabelecidos em regulação da ANP.

2.148. Trata-se, portanto, de assunto constante da agenda regulatória da Agência e previsto desde a publicação da referida lei em abril de 2021.

2.149. A ANP dentro de suas competências e autonomia administrativa e decisória decidiu realizar Consulta Pública para obter subsídios sobre a minuta de resolução que regulamenta as diretrizes, os procedimentos e os limites das características técnicas de diâmetro, pressão e extensão a serem considerados para classificação de gasodutos de transporte. A Consulta Pública da ANP (Consulta/Audiência Pública nº 01/2025) esteve aberta de 05/06/2025 a 31/07/2025 (55 dias) e a Audiência Pública ocorreu em 13/08/2025, conforme material disponibilizado pela Agência.

2.150. Informações e documentos da referida Consulta podem ser acessados em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2025/consulta-e-audiencia-publicas-no-01-2025>.

2.151. O MME, por sua vez, tem realizado uma série de ações com vistas a alinhar o entendimento jurídico da questão, tentando resolver de forma administrativa e alinhada com

- Manutenção de interlocução contínua com a ANP, EPE, agências reguladoras e secretários de minas e energia estaduais, associações setoriais e agentes dos diversos elos da cadeia, incluindo reuniões bilaterais realizadas em 2024 e 2025 para discutir aspectos relacionados ao aperfeiçoamento normativo e à harmonização regulatória, incluindo o tema da classificação de gasodutos.
- A promoção da Tomada Pública de Contribuições (TPC) sobre Harmonização Regulatória do Setor de Gás Natural (24/04 a 10/06/2025), disponibilizada na plataforma Participe +Brasil, que recebeu 39 contribuições via plataforma e mais 6 por e-mail (total 45 contribuições). O MME optou por aceitar também as contribuições recebidas por e-mail, pela relevância das contribuições e pelo caráter amplo do processo. Algumas contribuições recebidas na TPC evidenciam visões divergentes entre os agentes relacionadas à classificação de gasodutos e o MME tem procurado equilibrar esses interesses na base do diálogo.

2.152. O resultado da TPC irá auxiliar na elaboração da proposta de minuta do Pacto Nacional para o Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural – compromisso voluntário entre União e Estados, com vistas à convergência regulatória, conforme estabelecido no art. 2º, inciso IX, do Decreto nº 10.712/2021, que estabelece como diretriz a articulação entre os entes federativos para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria do gás natural –, e da definição de estratégia a ser seguida para que o Pacto tenha a maior adesão de Estados possível.

2.153. Com vistas a orientar e dar continuidade às ações em curso e às iniciativas previstas no âmbito do MME e em articulação com demais entes e instituições do setor, apresenta-se a seguir uma relação preliminar de medidas em andamento e previstas:

- Análise das contribuições recebidas na Tomada Pública de Contribuições e elaboração de relatório técnico consolidado;
- Elaboração da minuta do Pacto Nacional, com possibilidade de eventual submissão à Consulta Pública para legitimação e compatibilização federativa;
- Consolidação da versão final do Pacto e articulação institucional para sua assinatura formal pelas partes interessadas;
- Manutenção de reuniões permanentes com participação do MME, da ANP, das agências reguladoras estaduais e dos secretários estaduais de minas e energia;
- Promoção da convergência normativa, incluindo iniciativas para revisar normativos estaduais conflitantes, propor ajustes contratuais e medidas tributárias que favoreçam a liquidez e o desenvolvimento do mercado; e
- Implantação de medidas de transparência regulatória (publicação de dados e metodologias) e de governança cooperativa para facilitar consensos e reduzir o risco de litígios.

2.154. Em linha com o disposto no art. 27 do Decreto nº 10.712/2021, o MME vem adotando uma abordagem técnica, participativa e conciliadora, considerando sua competência como formulador de política pública e promovendo a articulação com a ANP, os Estados e o Distrito Federal para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas da indústria do gás natural. Essa atuação tem por objetivo apoiar a implementação da Lei nº 14.134/2021, por meio da coordenação de esforços e do estímulo à convergência regulatória, sem sobreposição de competências e com pleno respeito à autonomia da ANP.

4. Concernente à Minuta de Resolução, disponibilizada no site da ANP, que estudos técnicos fundamentam o texto proposto? Como se compara aos benchmarks internacionais?

2.155. A elaboração da minuta de resolução sobre os critérios técnicos para classificação dos gasodutos de transporte é de competência exclusiva da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), conforme disposto na Lei nº 14.134/2021. A ANP conduz de forma autônoma os estudos e análises técnicas que fundamentam suas propostas regulatórias, observando as melhores práticas internacionais e os princípios de transparência e participação social.

2.156. O Ministério de Minas e Energia (MME), na qualidade de formulador de políticas públicas para o setor energético, acompanha o processo no âmbito de suas competências, com foco na articulação federativa e na promoção da harmonização regulatória prevista no art. 27 do Decreto nº 10.712/2021. Assim, o MME mantém diálogo permanente com a ANP, prestando apoio técnico e institucional, sem interferir na autonomia da Agência e respeitando plenamente sua prerrogativa de regulador.

5. Ainda no contexto da regulamentação dos gasodutos de transporte, especialistas têm demonstrado preocupação quanto à possibilidade de invasão da competência constitucional dos Estados de explorar os serviços locais de gás canalizado (art. 25, inc. 2º da CF/88). Argumentam que, nesse cenário, o governo federal poderia inclusive vir a “expropriar os governos estaduais”. Tal desrespeito ao pacto federativo causaria intensa judicialização e grave instabilidade regulatória, ferindo de morte a regulamentação em gestação. Esse risco está sendo considerado pelo MME? Os potenciais prejuízos foram dimensionados? De que forma a nova regulamentação pretende evitar o conflito federativo, assegurando o respeito à constituição?

2.157. A Constituição brasileira de 1988 estabeleceu um sistema federativo que garante a autonomia e a competência dos Estados-membros para “explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado” (art. 25, § 2º), desde que essa autonomia e essa competência estaduais sejam exercidas com observância das competências e das normas gerais da União, especialmente tendo em vista as atribuições do ente federativo central fixadas nos artigos 22 com a competência privativa da União para legislar sobre energia e 177 com estabelecimento do Monopólio da União no setor, da própria Constituição.

2.158. Esse modelo constitucional assegura a autonomia estadual sem afastar a competência da União para definir diretrizes nacionais e normas gerais que garantam a integração e o funcionamento harmônico do setor, reforçado no comando do art. 45 da Lei 14.134/2021, que indicou a competência da União para harmonizar as regras do setor de gás natural.

2.159. Dessa forma, a atuação da União, por meio do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), não implica invasão de competência nem afronta ao pacto federativo, mas decorre do dever legal e constitucional de promover o desenvolvimento ordenado e integrado da indústria do gás natural. O pacto federativo, portanto, permanece plenamente resguardado.

2.160. No que tange às nossas competências, a atuação do Ministério tem se pautado pela articulação e pela cooperação institucional, respeitando a autonomia da ANP enquanto órgão regulador do setor. Em consonância com o art. 27 do Decreto nº 10.712/2021, vem adotando uma abordagem técnica, participativa e conciliadora, promovendo o diálogo entre União, Estados e Distrito Federal para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas do setor.

2.161. As ações realizadas no âmbito do Programa de Harmonização Regulatória refletem o compromisso do Ministério com a convergência regulatória, a transparência e o fortalecimento da segurança jurídica. Assim, todas as iniciativas conduzidas pelo MME têm por finalidade evitar conflitos normativos e fortalecer a cooperação federativa, preservando as atribuições de cada ente e instituição e assegurando que a regulamentação avance de maneira coordenada, previsível e em estrita observância à Constituição Federal.

2.162. Assim, todas as iniciativas conduzidas pelo MME têm por finalidade evitar conflitos normativos e fortalecer a cooperação federativa, preservando as atribuições de cada ente e instituição e assegurando que a regulamentação avance de maneira coordenada, previsível e em estrita observância à Constituição Federal.

2.163. Diante do exposto, sugerimos o encaminhamento desta Nota Informativa à Câmara dos Deputados, em atendimento à sua solicitação por meio do Requerimento de Informação nº 4613/2025 (SEI 1120366) .

À consideração superior.



Documento assinado eletronicamente por **Marcello Gomes Weydt, Diretor(a) do Departamento de Gás Natural**, em 21/10/2025, às 22:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Mariana Ferreira Carriconde de Azevedo, Coordenador(a)-Geral de Acompanhamento de Mercado**, em 21/10/2025, às 22:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1133617** e o código CRC **C4AE3F5F**.